



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Asignación A-0301-M- Campo Santa Águeda

Pemex Exploración y Producción

Diciembre de 2022



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

# Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN .....	4
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.....	6
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....	6
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO .....	8
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN .....	9
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	9
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....	11
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS .....	15
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....	22
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA .....	24
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.....	30
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	43
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	56
a) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	61
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....	65
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....	68
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	69
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO .....	69
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país .....</i>	<i>69</i>
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables .....</i>	<i>70</i>

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

c) *La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos*..... 70

d) *Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país* ..... 70

e) *La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables*70

f) *El programa de aprovechamiento del gas natural* .....71

g) *Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos* ..72

**X. RECOMENDACIONES**.....74

**XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN** .....74

**XII. CONCLUSIONES**.....76

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0301-M – Campo Santa Águeda.....78

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, modificación al Plan de Desarrollo); de la Asignación A-0301-M- Campo Santa Águeda (en adelante, Asignación); es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador o Asignatario). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Cabe señalar que, por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado al Campo Santa Águeda.

<b>Asignación</b>	A-0301-M- Campo Santa Águeda
<b>Estado y municipio</b>	Veracruz, Papantla
<b>Superficie</b>	23.052 Km <sup>2</sup>
<b>Fecha de emisión de Título</b>	13 de agosto de 2014
<b>Fecha de emisión de la última modificación del Título</b>	26 de enero 2017
<b>Vigencia</b>	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
<b>Tipo de Asignación</b>	Extracción de hidrocarburos
<b>Profundidad para extracción</b>	Cretácico Medio - El Abra
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Santa Águeda

*Tabla 1. Datos generales de la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).*

La Asignación, se localiza en el municipio de Papantla en el Estado de Veracruz. (Figura 1).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

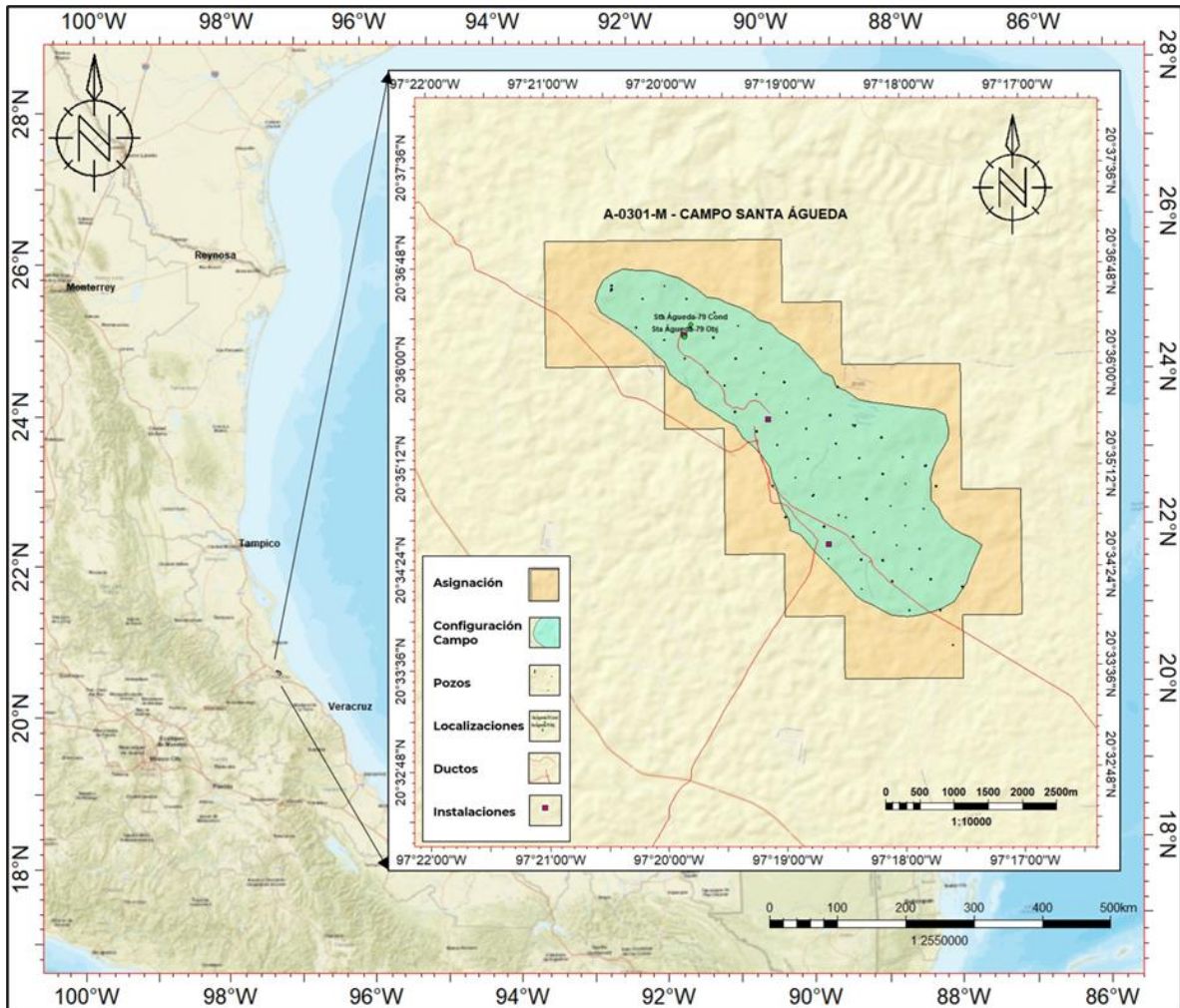


Figura 1. Ubicación de la Asignación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2, los cuales abarcan una superficie de 23.052 km<sup>2</sup>.

Tabla 2

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación (Fuente: Título de Asignación).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+zeqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación contempla el período de noviembre de 2022 a febrero de 2046. El horizonte de la Asignación está considerado hasta el año 2046 debido a que, la ejecución de las actividades de abandono y el pronóstico de producción culmina en dicho año (Figura 2), además de lo anterior, el año 2046 corresponde con el límite económico.

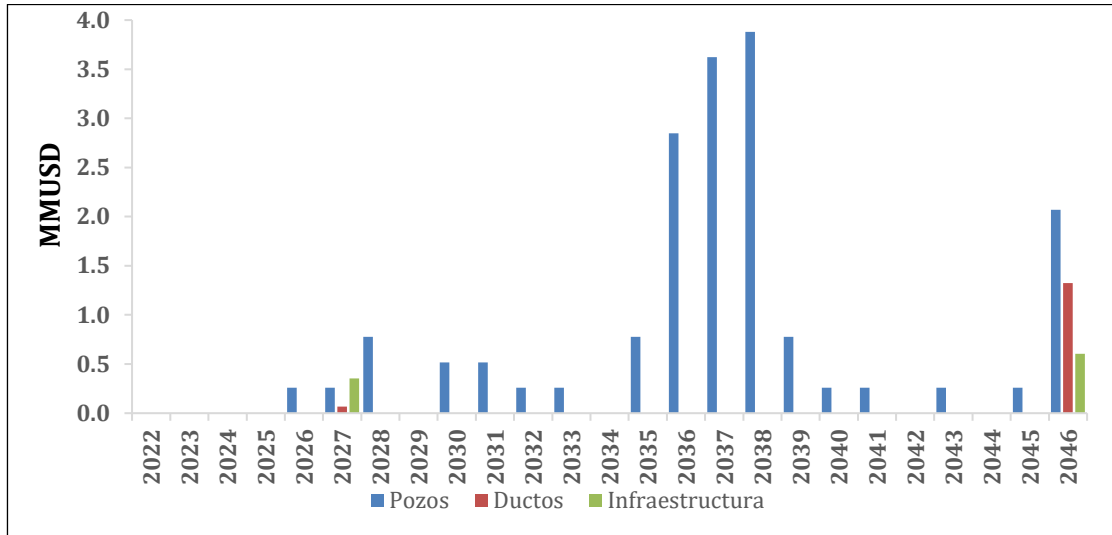


Figura 2. Costos de abandono de la Asignación a erogarse en el año 2036 (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Sin menoscabo de lo anterior, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas serán a la vigencia de la Asignación, es decir, al año 2034, sin embargo el Operador contempla el límite económico a noviembre 2046, donde estima realizar durante este periodo, 1 perforación, 1 terminación, 4 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA), 22 Reparaciones Menores (en adelante, RME), que consisten en limpiezas e inducciones, entre otras actividades, que permitirán recuperar un volumen de 4.16 MMb y 4.97 MMMpc de gas, en categoría 2P. Adicionalmente, contempla una inversión de 92.38 MMUSD y un gasto de operación de 80.42 MMUSD respectivamente.

El factor de recuperación final para el Campo Santa Águeda (considerando la vigencia de la Asignación, 2022-2034) será para el aceite de 34.20% mientras que para el gas de 45.51%.

## III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

- Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- Dirección General de Reservas.
- Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- Dirección General de Seguimiento de Asignaciones.
- Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica.

Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el Porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 3, muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Pronunciamiento respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/52/2022, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0301-M- Campo Santa Águeda de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

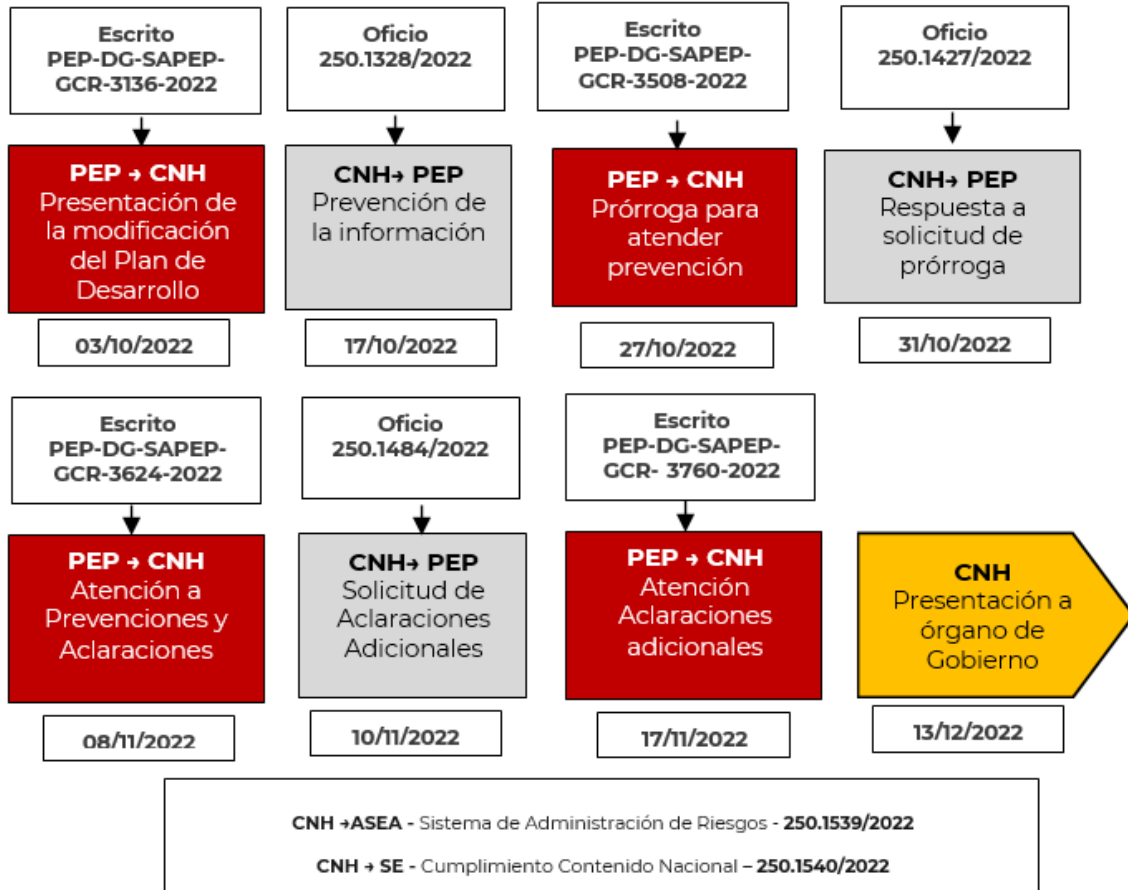


Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Pronunciamiento (Fuente: Comisión).

#### IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y la modificación al Plan de Desarrollo propuesto, permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62 de los “LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”, (en adelante, Lineamientos), publicados en el Diario

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYteGUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MteywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y reformados el 31 de marzo y el 20 de agosto de 2021.

Así mismo, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021, los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, LTMRS) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdo publicado el 10 de marzo de 2020 y el 23 de junio de 2022.

En consecuencia, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, toda vez que, el Asignatario:

- a) Presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y
- d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan de Desarrollo aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

## V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

### a) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN

Dentro de la Asignación, el horizonte probado con capacidad almacenadora pertenece al Cretácico Medio El Abra (Km. El Abra).

La Formación El Abra está representada por calizas desarrolladas sobre un atolón en el alto de la Plataforma de Tuxpan durante el Cretácico Medio. Estas calizas fueron depositadas en aguas someras en diferentes facies que se describen a continuación: Pre-arrecifales que lo conforman grainstone y packstone con bioclastos (roca almacén) en ambiente de alta energía, facies arrecifales que lo conforman wackstone a grainstone de bioclastos (buena roca almacén) y Post arrecifales que van de mudstone a wackstone lo que indica un ambiente de poca energía. Tienen una porosidad secundaria constituida por vóculos, cavernas por disolución y tipo Karst, siendo estas un factor a favor para el almacén del hidrocarburo, además que el yacimiento cuenta con un empuje hidráulico el cual lo favorece para la extracción de hidrocarburos.

Los yacimientos pertenecientes al Campo Santa Águeda fueron reportados como productores en 1968 y 1971.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Las principales características geológicas, petrofísicas, de los fluidos y de los yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 3.

<b>Asignación / Contrato</b>	A-0301-M- Campo Santa Águeda
<b>Campo</b>	Santa Águeda
<b>Yacimiento</b>	Cretácico Medio El Abra
<b>Área km<sup>2</sup></b>	23.052
<b>Año de Descubrimiento</b>	1953
<b>Fecha de inicio de producción</b>	Mayo de 1953
<b>Profundidad promedio (mvbnm)</b>	1482
<b>Tipo de Yacimiento</b>	Aceite negro
<b>Pozos</b>	
<b>Productores</b>	30
<b>Cerrados con posibilidades</b>	1
<b>Cerrados sin posibilidades</b>	37
<b>Taponados</b>	15
<b>Marco geológico</b>	
<b>Era</b>	Mesozoico
<b>Periodo</b>	Cretácico
<b>Época</b>	Medio
<b>Cuenca</b>	Tampico-Misantla
<b>Play</b>	El Abra
<b>Régimen tectónico</b>	Margen Pasivo
<b>Ambiente de depósito</b>	Plataforma
<b>Litología</b>	Calizas biógenas
<b>Propiedades Petrofísicas</b>	
<b>% Saturación inicial promedio de agua</b>	17
<b>Porosidad promedio %</b>	14
<b>Permeabilidad promedio (mD)</b>	51
<b>Espesor bruto promedio (m)</b>	80
<b>Espesor neto promedio (m)</b>	46
<b>Relación neto /bruto (%) o Frac.</b>	0.57
<b>Propiedades de los Fluido</b>	
<b>Densidad °API</b>	15.8

10

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWnKcPmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

<b>Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)</b>	26.6
<b>Factor de volumen de aceite inicial (Boi)</b>	1.21
<b>Densidad relativa del gas (Ad)</b>	0.96
<b>Poder calorífico del gas (BTU/scf)</b>	1219.40
<b>Presión de saturación o rocío (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	156.00
<b>Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)</b>	14.20
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
<b>Temperatura °C</b>	82
<b>Presión inicial (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	156.00
<b>Presión actual (Kg/cm<sup>2</sup>)</b>	150.80
<b>Mecanismo de empuje principal</b>	Empuje hidráulico

Tabla 3. Características generales del yacimiento MS 101-110 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

## b) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario obedece los siguientes motivos previstos en el artículo 62 de los Lineamientos:

- Por un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan.
- Exista una variación del  $\pm$  treinta por ciento o más del volumen a producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio, cuando la Asignación o Contrato produzca menos de 5,000 barriles promedio diario anual de petróleo.
- La meta de aprovechamiento de gas será alcanzada fuera del tiempo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente conforme a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado.

A continuación se describen brevemente las justificaciones técnico-económicas:

### • INCREMENTO EN LA INVERSIÓN

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWnKcPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$107.73 millones de dólares (\$78.83 MM US\$ asociados a inversiones y \$28.90 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2030<sup>1</sup>.

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta<sup>2</sup> un monto erogado del orden de \$114.21 MM US\$, que corresponden a \$68.34 MM US\$ de inversiones y \$45.86 MM US\$ de gastos de operación.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de noviembre 2022 a 2034<sup>3</sup>, erogar \$123.59 millones de dólares; de los cuales \$64.33 MM US\$ corresponden a inversiones y \$59.26 MM US\$ a gastos de operación.

Al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 121%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

- **VOLUMEN DE HIDROCARBUROS A PRODUCIR EN UN AÑO (+- 30% ANUAL)**

Derivado del análisis de la información presentada por el Operador, se identifica que el comportamiento de producción real excede más del 30% el pronóstico de producción del Plan de Desarrollo vigente, como se muestra en las comparativas 2 y 3.

---

<sup>1</sup> El año 2030 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta 2034.

<sup>2</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

<sup>3</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde noviembre 2022 hasta 2046. Sin embargo, debido a que la vigencia de la Asignación es hasta 2034, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados al 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2034 se consideran en la vigencia de la Asignación, 2034, para la evaluación económica.

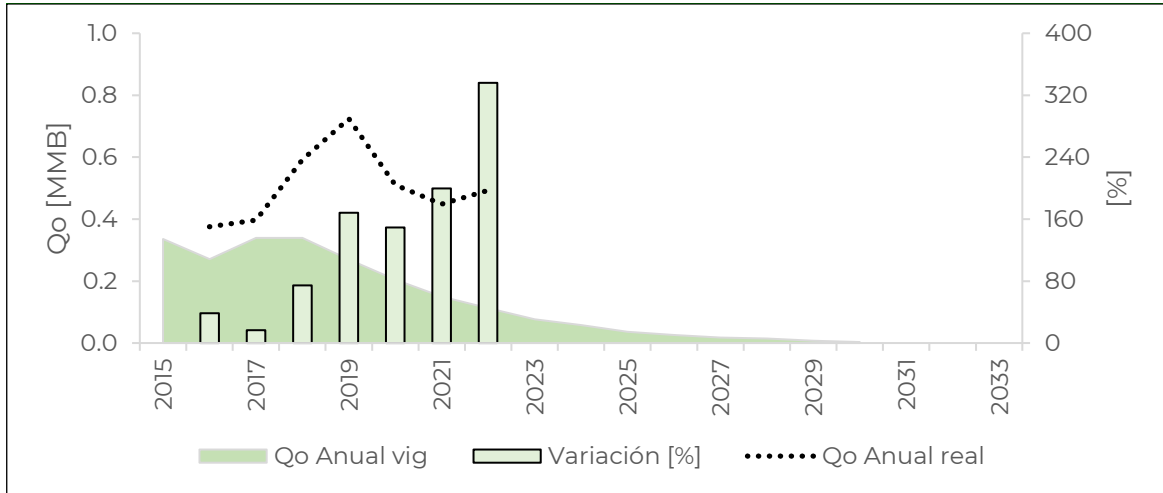
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

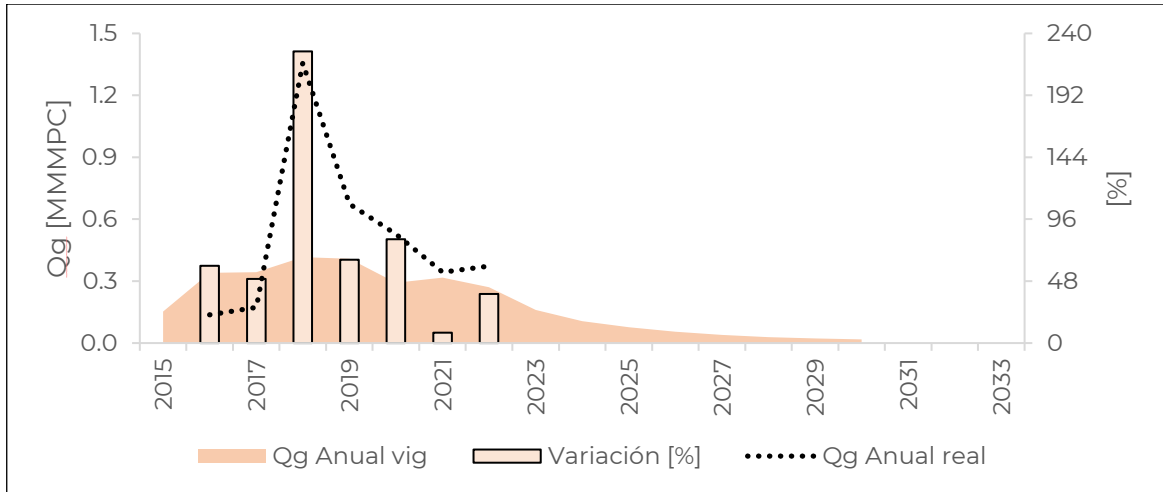
Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



Comparativa 2. Perfil de producción de aceite (Fuente: CNH)



Comparativa 3. Perfil de producción de gas (Fuente: CNH).

Por lo anterior, esta Comisión observa que existe una variación del volumen a producir para los años del 2016 al 2022, respecto del volumen pronosticado para el mismo periodo.

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción XI, inciso a), de los Lineamientos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nrriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

- **APROVECHAMIENTO DE GAS**

En la presente documentación se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (En adelante, PAGNA) acorde a la estrategia y perfiles presentados en esta modificación. Así mismo se aclara que la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG) establecida se alcanzará y mantendrá de manera sostenida anualmente conforme a lo establecido en el artículo 14 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos; y se le dará seguimiento de acuerdo con lo estipulado en el artículo 24 de las mismas Disposiciones.

En la Tabla 4 se presentan las diferencias del porcentaje de aprovechamiento de gas entre el Plan Vigente y el Plan Modificado.

<b>A-0301-M-Campo Santa Águeda</b>				
<b>Año</b>	<b>% de Aprovechamiento de Gas Plan Vigente</b>	<b>% de Aprovechamiento de Gas Real</b>	<b>% de Aprovechamiento de Gas Plan Modificado</b>	<b>Justificación de diferencias</b>
2019	94	81.3	-	En Plan Vigente (Ronda Cero) contempla lo siguiente:
2020	98	80.3	-	
2021	98	73.3	-	La causa principal de desviación de la meta de aprovechamiento de la Asignación han sido las causas no imputables al operador, en este caso rechazo de gas en instalaciones de Pemex Transformación Industrial.
2022	98		90.9	
2023	98		98	
2024			98	
2025			98	
2026			98	También se han presentado fallas de energía eléctrica y en equipos de compresión.
2027			98	
2028			98	
				El Plan Modificado (2023) contempla lo siguiente:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFG4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

A-0301-M-Campo Santa Águeda				
Año	% de Aprovechamiento de Gas Plan Vigente	% de Aprovechamiento de Gas Real	% de Aprovechamiento de Gas Plan Modificado	Justificación de diferencias
2029			98	La Asignación empleará el autoconsumo y la transferencia como formas de aprovechamiento.
2030			98	
2031			98	
2032			98	
2033			98	
2034			98	

Tabla 4. Comparativa de % aprovechamiento de gas Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Como se puede observar en la Tabla 4, la meta de aprovechamiento real se encuentra por debajo de lo aprobado actualmente, por lo que dentro de la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo se estima alcanzar la meta del 98%.

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción VIII, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

### c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

#### 1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos del campo Santa Águeda perteneciente al Área de Asignación.

El volumen original de aceite y gas en el yacimiento El Abra AN del campo Santa Águeda presentado en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción no presenta variaciones con respecto al Plan Vigente. Los volúmenes originales se describen en la Tabla 5.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Yacimiento	Categoría	Volumen Original Cuantificación al 1 de enero de 2014		Volumen Original Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción		Diferencias de Volumen Original	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
El Abra AN	1P	386.45	115.9	386.45	115.9	-	-
	2P	386.45	115.9	386.45	115.9	-	-
	3P	386.45	115.9	386.45	115.9	-	-

Tabla 5. Comparativa de volúmenes originales de hidrocarburos del yacimiento El Abra AN. (Fuente: CNH)

En las figuras 4 y 5 se muestra la comparación de los volúmenes originales de aceite y gas respectivamente entre los datos oficiales presentados en los diferentes ejercicios de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y esta propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. En los procedimientos de cuantificación y certificación a partir de 1 de enero de 2014 **se mantuvo la distribución de volúmenes originales** en la categoría de Reserva Probada.



Figura 4. Evolución de los volúmenes originales de aceite del yacimiento El Abra AN. Fuente: CNH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KHD6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



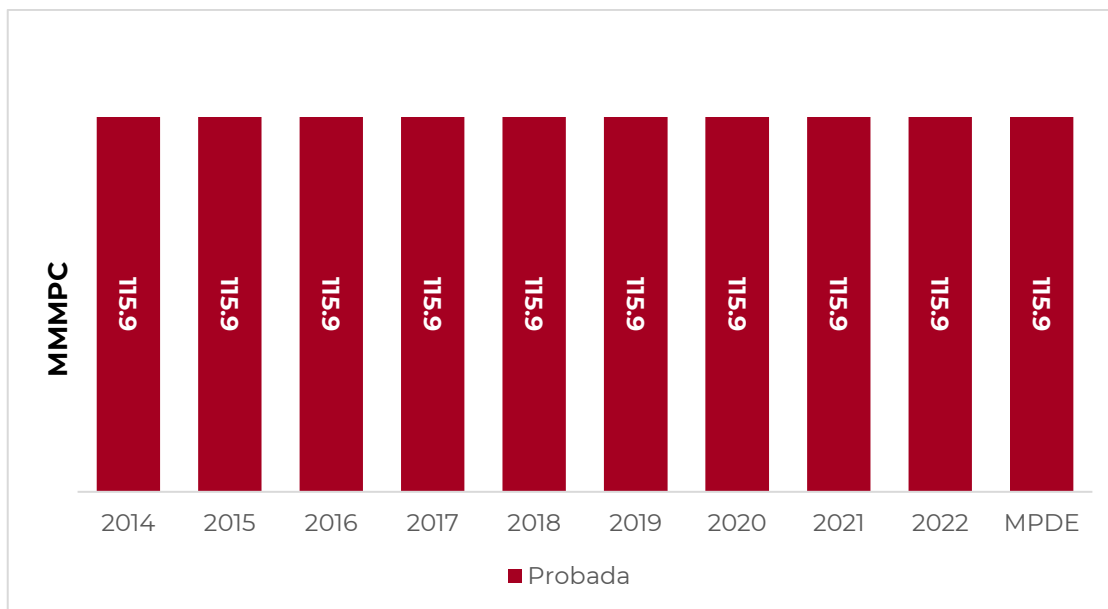


Figura 5. Evolución de los volúmenes originales de gas del yacimiento El Abra AN. Fuente: CNH.

## 2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a los campos pertenecientes al Área de Asignación.

La MPDE de la Asignación en el horizonte noviembre 2022-2046 contempla recuperar un volumen de **4.15 MMb de aceite** y **4.96 MMMpc de gas**, correspondiente a la totalidad de las Reservas probadas cuantificadas al 1 de noviembre de 2022, el factor de recuperación final para el yacimiento El Abra AN asciende a 34.19% para el aceite y de 45.50% para el gas.

En este sentido, las reservas propuestas en la MPDE consideran variaciones con respecto de las Cifras Oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022, ver Tabla 6, de la información presentada por el Asignatario se presentan variaciones debido al comportamiento de producción de los pozos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Campo	Yacimiento	Categoría	Cifras Oficiales de Reservas al 01/01/2022					Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción				
			Volumen original		Reservas al límite económico			Volumen original		Reservas al límite económico		
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]
Santa Águeda	El Abra AN	1P	386.47	115.9	5.14	4.68	5.47	386.47	115.9	4.15	4.96	4.50
		2P	386.47	115.9	5.14	4.68	5.47	386.47	115.9	4.15	4.96	4.50
		3P	386.47	115.9	5.14	4.68	5.47	386.47	115.9	4.15	4.96	4.50

Tabla 6. Comparativo Reservas de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda. Fuente: CNH con datos del Asignatario.

De manera similar, las reservas de hidrocarburos han presentado variaciones en los diferentes ejercicios de cuantificación y certificación de reservas, como se observa en las figuras 6 y 7.

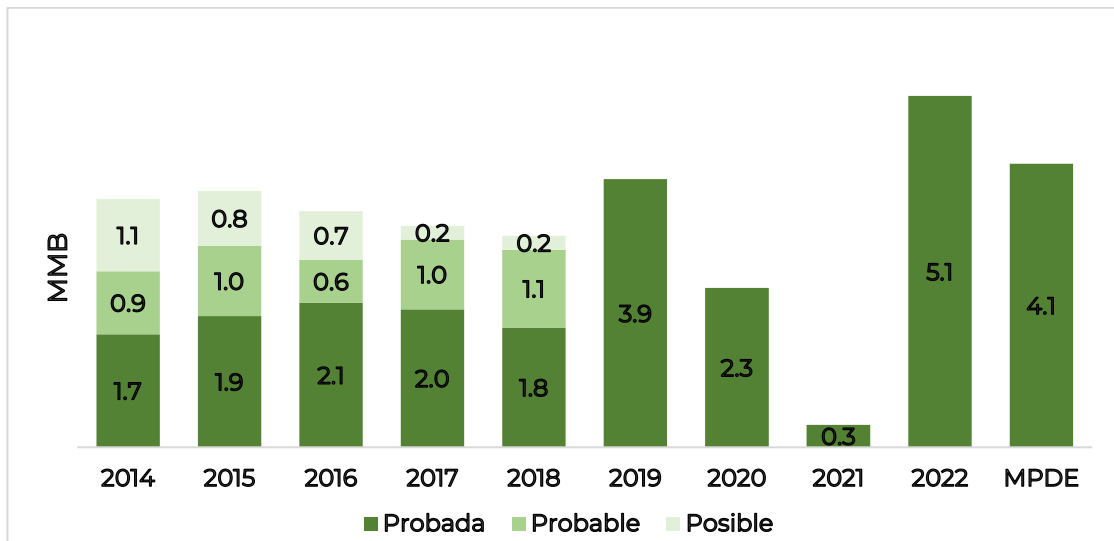


Figura 6. Evolución histórica de Reservas de aceite del Campo Santa Águeda. Fuente: CNH con datos del Asignatario.

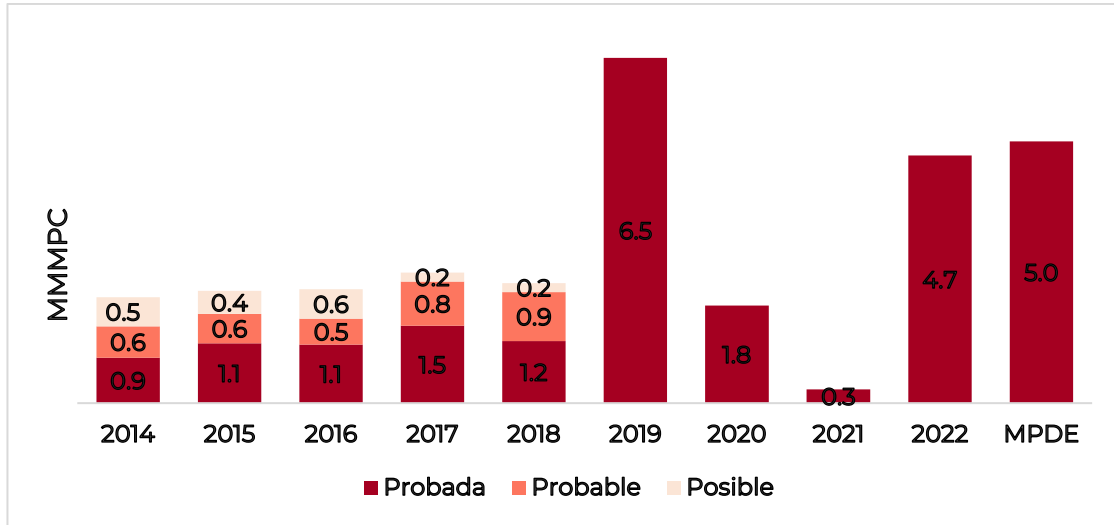


Figura 7. Evolución histórica de Reservas de gas del Campo Santa Águeda. Fuente: CNH con datos del Asignatario.

Los factores de recuperación actuales y finales esperados por campo al límite económico, objeto de la presente Modificación se presentan en la tabla 7 a continuación:

Yacimiento	Categoría	Factores de recuperación actuales		Factores de recuperación finales esperado	
		Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
El Abra AN	1P	33.12	41.23	34.19	45.50
	2P	33.12	41.23	34.19	45.50
	3P	33.12	41.23	34.19	45.50

Tabla 7. Factores de recuperación objeto de la Modificación. Fuente: CNH con información del Asignatario.

Al analizar los pronósticos de producción por campo se logra observar consistencia en el comportamiento del pronóstico de producción de aceite, gas y agua, como se observa en las figuras 8, 9 y 10.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T61645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

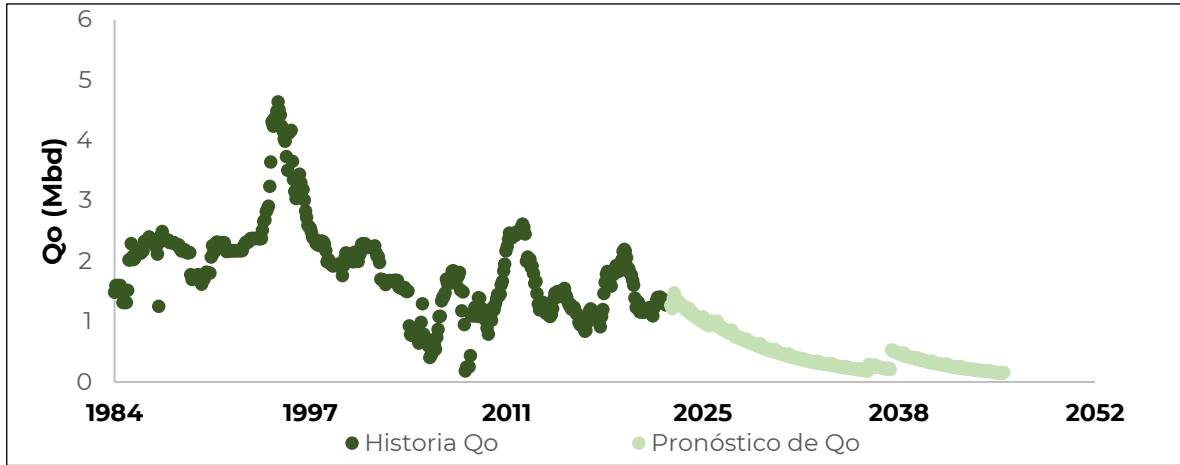


Figura 8. Comportamiento del pronóstico de producción de aceite del campo Santa Águeda.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

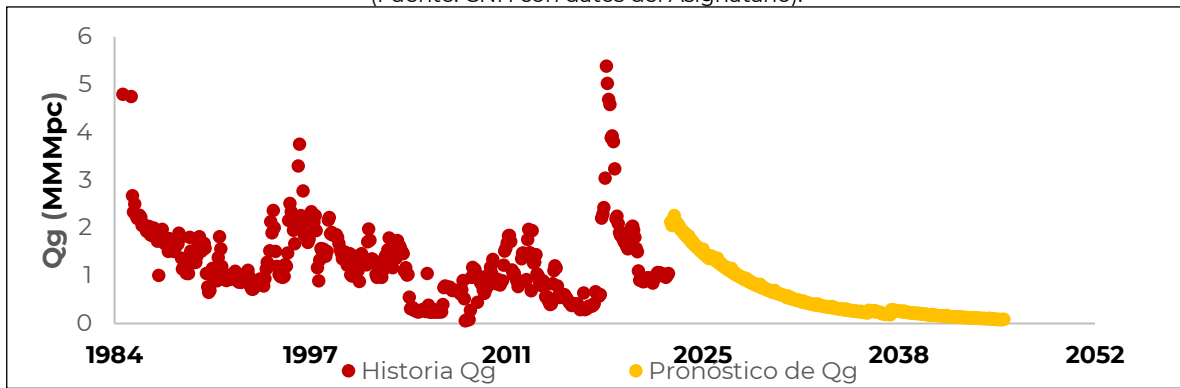


Figura 9. Comportamiento del pronóstico de producción de gas del campo Santa Águeda.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

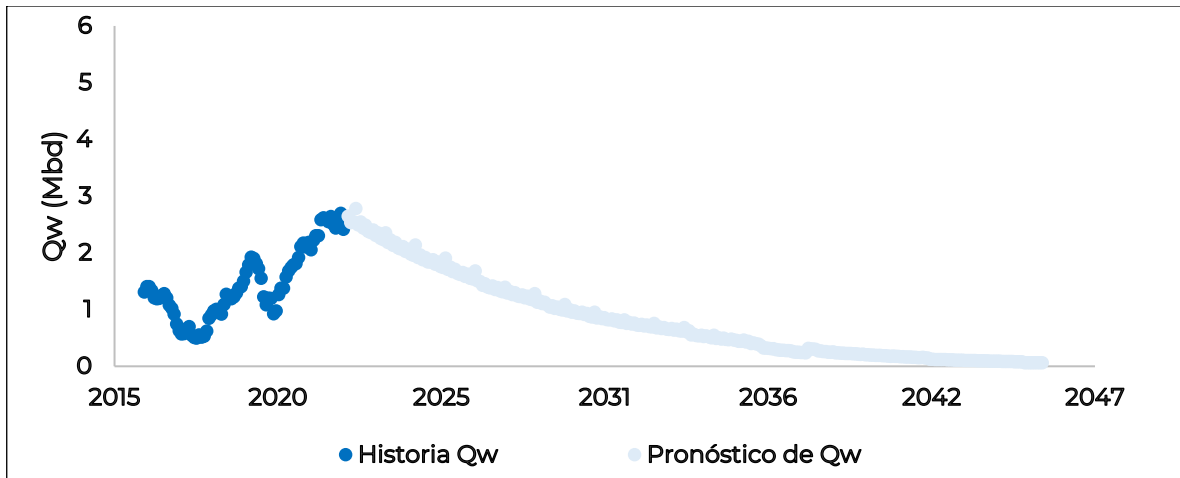


Figura 10. Comportamiento del pronóstico de producción de agua del campo Santa Águeda.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

### 3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de los campos del Área de Asignación.

Con respecto a la actividad física presentada en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el Asignatario tiene contemplada 4 reparaciones mayores de pozo y para el caso de las reparaciones menores se tiene contempladas un total de 22. La actividad física presentada al 01 de enero de 2022 por el Asignatario consideró 3 terminaciones de pozos y 5 reparaciones mayores.

El Asignatario manifestó la programación de 69 taponamientos a pozos como parte de la estrategia de abandono en el plan de desarrollo para la extracción.

La comparación de las actividades físicas a desarrollar en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción se muestra en la tabla 8, la cual mantiene en términos generales la misma estrategia de desarrollo, sin embargo, se presentó una reducción en el número de reparaciones menores consideradas.

Actividad física	Plan Vigente	Cuantificación de Reservas 2022	Propuesta de Modificación
Terminación de pozos de desarrollo	5	3	1
Reparaciones Mayores	6	5	4
Reparaciones Menores	0		22

Tabla 8. Comparación de las actividades que sustentan las reservas entre el Plan Vigente y la propuesta de Modificación. Fuente: CNH con datos de Operador.

### 5. Conclusiones:

Con base en la información observada, se concluye que:

1. Los volúmenes originales de hidrocarburos del yacimiento El Abra AN no presentan variaciones respecto del Plan Vigente.
2. El Asignatario no consideró en la documentación del Plan de Desarrollo para la Extracción el yacimiento El Abra GH, por lo que los factores de recuperación y las producciones acumuladas asociadas a dicho volumen no fueron documentados.
3. Las Reservas cuantificadas en la fecha de corte de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentan variaciones derivadas del comportamiento de producción de los pozos y su ajuste con las curvas de declinación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## Recomendaciones.

Estudiar la posibilidad de producción de hidrocarburos de manera intermitente en los pozos cerrados, lo anterior derivado del comportamiento de aporte constante de hidrocarburos a bajos gastos observado en los pozos productores.

### **d) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO**

El Asignatario evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de la Asignación garantizando así, la máxima rentabilidad del proyecto mediante la selección de las posibles estrategias de explotación, analizando aquellas variables que influyen en la recuperación final de hidrocarburos, optimizando costos operativos e inversión y reduciendo los riesgos involucrados en la estrategia de Desarrollo.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con la información y condición actual del yacimiento. En la tabla 9 y en las figuras 11 y 12 se describen las alternativas propuestas por el Asignatario juntamente con sus pronósticos de producción de hidrocarburos.

#### **ALTERNATIVA 1**

Tiene por objetivo explotar las zonas mediante el mantenimiento de la producción base por medio de 14 reparaciones menores (limpiezas de aparejo, reparaciones menores e inducciones) aprovechando la infraestructura existente para el manejo de dicha producción.

Esta alternativa considera extraer volumen de 2.85 MMb de aceite y 4.21 MMMpc de gas en su categoría de reservas 1P en el horizonte de producción 2022 - 2046.

#### **ALTERNATIVA 2 (SELECCIONADA)**

Pretende explotar las zonas que aún no han sido drenadas mediante la perforación y terminación de 1 pozo de desarrollo, combinado con 4 reparaciones mayores y 22 reparaciones menores.

Esta alternativa considera extraer volumen de 4.15 MMb de aceite y 4.96 MMMpc de gas en su categoría de reservas 2P en el horizonte de producción 2022 - 2046.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (Seleccionada)*
Perforación	0	1
Terminación	0	1
RMA	0	4

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

RME	14	22
Ductos	0	0
Abandono de Pozos	68	69
Abandono de Ductos	5	5
Abandono de instalaciones	3	3
Aceite (MMb)	2.85	4.15
Gas (MMMpc)	4.21	4.96
<b>Gastos de operación (MMUSD)</b>	<b>57.84</b>	<b>80.42</b>
<b>Inversiones (MMUSD)</b>	<b>87.29</b>	<b>92.38</b>
VPN AI (MMUSD)	34.67	51.40
<b>VPN DI (MMUSD)</b>	<b>0.19</b>	<b>8.75</b>

\*Considera el periodo diciembre 2022-2046.

Tabla 8. Resumen de las alternativas de Desarrollo (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

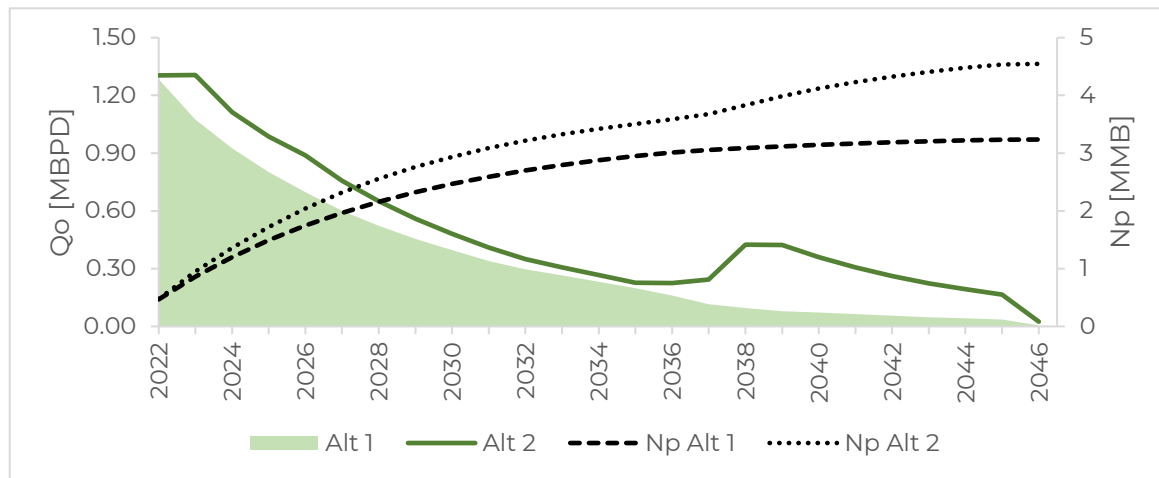


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

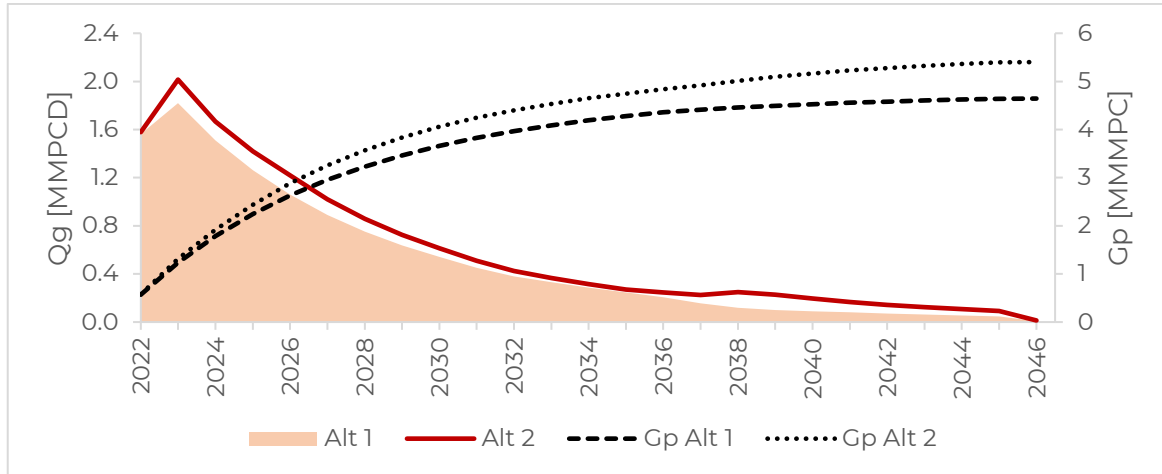


Figura 12. Pronóstico de producción de gas de las alternativas analizadas (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

\*Se considera la totalidad del año 2022

**e) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA**

En la tabla 10 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan Vigente y lo real ejecutado por el Asignatario, en un periodo comprendido de 2019 a 2022, así como lo propuesto en el Plan Modificado a la vigencia de la Asignación.

Descripción	Unidades	Plan Vigente 2015-2034	Real 2015-2022	Plan Modificado 2022 - 2034 (Vigencia de la Asignación)	Expectativa al Límite Económico de la modificación al Plan de Desarrollo 2022-2046
Perforación de pozos	Número	5	2	1	1
Terminaciones		5	3	1	1
RMA		6	9	1	4
RME		-	-	15	22
Reserva 1P	MMbpce	1.84	-	-	4.51
Reserva 2P		2.89	-	-	4.51
Reserva 3P		4.06	-	-	4.51

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



Volumen de aceite a extraer	MMb	2.26	4.05	-	4.15
Volumen de gas a extraer	MMMpc	1.22	3.93	-	4.96
Inversión	MMUSD	49.04	55.38	-	92.38
Gasto de Operación		17.81	37.26	-	80.42

Tabla 10. Comparación de avance entre el Plan Vigente vs real ejecutado y el Plan Modificado a la vigencia de la Asignación vs Expectativa al Límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo, en la Asignación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

## Seguimiento al Plan de Desarrollo Vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan Vigente y lo real ejecutado (2015 – septiembre 2022) en la Asignación se muestra en la Tabla 11.

Año	Qo (mmbd)		Qg (mmpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real*	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>
2015	0.92	1.41	0.43	0.52	0	0	0	0	1	0	0	1	10.39	4.43	4.27	18.27
2016	0.74	1.03	0.32	0.37	0	0	0	0	0	0	0	2	7.96	1.89	3.4	15.95
2017	0.93	1.09	0.49	0.47	3	0	3	0	2	2	0	1	14.27	22.56	4.85	0.04
2018	0.93	1.62	0.56	3.71	1	1	1	1	3	3	0	0	9.71	5.85	4.17	0.08
2019	0.74	1.98	0.49	1.85	1	0	1	0	0	2	0	1	6.41	11.18	3.01	0.11
2020	0.56	1.40	0.36	1.45	0	0	0	0	0	0	0	1	4.27	8.58	2.23	1.85
2021	0.41	1.23	0.25	0.94	0	0	0	0	0	2	0	0	6.89	4.29	1.65	7.22
2022	0.31	1.36	0.18	1.02	0	1	0	1	0	0	0	1	2.23	8.53	1.17	3.21

Tabla 11. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0301.

### Nota:

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

<sup>1</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a MMUSD@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.97266 (con el INPP promedio enero-julio, 2022).

<sup>2</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a MMUSD@2022, la relación de los factores de actualización y de los tipos de cambio utilizados son:

**Factores:** Fuente: <https://data.bls.gov/>

2015 = 1.9726  
2016 = 1.7784  
2017 = 1.5526  
2018 = 1.4657  
2019 = 1.3952  
2020 = 1.2852  
2021 = 1.1646  
2022 = 1

**Tipos de Cambio pesos/USD.** Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2015 = 15.8542  
2016 = 18.6567  
2017 = 18.9291  
2018 = 19.2380  
2019 = 19.2618  
2020 = 21.4961  
2021 = 20.2818  
2022 = 20.3183

## Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto “De las Actividades de Extracción”, primer párrafo, del Título de Asignación vigente que a la letra señala:

25

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpfnOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zccocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

“Las actividades de Extracción, se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la Comisión y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 de la presente Asignación.”

Al respecto, el Anexo 2 del Título vigente establece lo siguiente (Figura 13):

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO												
ASIGNACIÓN: A-0301-M - Campo Santa Águeda												
ACTIVIDAD:												
El Asignatario adquiere el compromiso de cumplir con las siguientes metas físicas en el Área de Asignación:												
Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones mayores	1	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 13. Anexo 2 del Título de la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda. (Fuente: Título de Asignación).

Al respecto, se precisa que de acuerdo con el “Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda”, el horizonte del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) vigente es de 2015 a 2034.

En virtud de lo anterior, en la tabla 12 se presenta un desglose del CMT establecido en el Título vigente.

Asimismo, se plasma lo real ejecutado por el Asignatario (Tabla 13) y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 14):

Año	CMT. Perforaciones (número)	CMT. Terminaciones (número)	CMT. Rep. Mayores (número)	CMT. Inversión (mmpesos@2014) <sup>3</sup>	CMT. Inversión (mmusd@2022) <sup>4</sup>
2015	0	0	1	107.00	10.39
2016	0	0	0	82.00	7.96
2017	3	3	2	147.00	14.27
2018	1	1	3	100.00	9.71
2019	1	1	0	66.00	6.41
2020	0	0	0	44.00	4.27
2021	0	0	0	71.00	6.89
2022	0	0	0	23.00	2.23
2023	0	0	0	25.00	2.43
2024	0	0	0	42.00	4.08

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

<b>2025</b>	0	0	0	33.00	3.20
<b>2026</b>	0	0	0	9.00	0.87
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>749.00</b>	<b>72.72</b>

Tabla 12. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

<sup>3</sup>A pesos de 2014.

<sup>4</sup>Factores utilizados para la actualización a MMUSD@2022 son:  
- 1.9726 (con el INPP promedio de enero a julio de 2022).  
- Tipo de cambio utilizado 20.318292 pesos/usd.

<b>Año</b>	<b>Real. Perforaciones (número)</b>	<b>Real. Terminaciones (número)</b>	<b>Real. Rep. Mayores (número)</b>	<b>Real. Inversiones (MMpesos C/Año)<sup>5</sup></b>	<b>Real. Inversiones (MMUSD@2022)<sup>6</sup></b>
2015	0	0	0	50.56	4.43
2016	0	0	0	24.74	1.89
2017	0	0	2	312.66	22.56
2018	1	1	3	86.03	5.85
2019	0	0	2	162.89	11.18
2020	0	0	0	135.58	8.58
2021	0	0	2	74.91	4.29
2022 <sup>a</sup>	1	1	0	173.36	8.53
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>1,305.20</b>	<b>67.31</b>

Tabla 13. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda (2015 – septiembre de 2022). (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Nota: Las actividades consideradas en la Tabla 2, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.

<sup>1</sup>Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (0 actividades).

<sup>2</sup>Para el Año 2022 se considera el periodo enero a septiembre.

<sup>3</sup>Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a los pesos 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

<sup>6</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a MMUSD@2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/>

2015 = 1.9726  
2016 = 1.7784  
2017 = 1.5526  
2018 = 1.4657  
2019 = 1.3952  
2020 = 1.2852  
2021 = 1.1646  
2022 = 1

Tipos de Cambio pesos/usd. Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2015 = 15.8542  
2016 = 18.6567  
2017 = 18.9291  
2018 = 19.2380  
2019 = 19.2618  
2020 = 21.4961  
2021 = 20.2818  
2022 = 20.3183

<b>Año</b>	<b>[Real-CMT] Perforaciones (número)</b>	<b>[Real-CMT] Terminaciones (número)</b>	<b>[Real-CMT] Rep. Mayores (número)</b>	<b>[Real-CMT] Inversiones (MMUSD@2022)</b>
2015	0	0	-1	-5.96
2016	0	0	0	-6.07
2017	-3	-3	0	8.28
2018	0	0	0	-3.86
2019	-1	-1	2	4.78
2020	0	0	0	4.30
2021	0	0	2	-2.60
2022	1	1	0	6.30
<b>Total</b>	<b>-3</b>	<b>-3</b>	<b>3</b>	<b>5.17</b>

Tabla 14. Desviaciones entre lo Real ejecutado y el CMT (agosto de 2014 – septiembre de 2022) en la.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Tomando en consideración la tabla que antecede y con el objeto de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario

27

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKp9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnpOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zccocA32Fsf98Cvha4U9p4kYteGUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT a futuro, a continuación, se presentan las metas físicas e inversión contempladas para su ejecución (Tabla 15), así como, los resultados de la evaluación parcial al CMT (Tabla 16).

	Plan de Desarrollo propuesto			
	Perforaciones (número)	Terminaciones (número)	Rep. Mayores (número)	Inversiones (MMusd@2022)
2022	0	0	0	2.86
2023	1	1	0	6.26
2024	0	0	0	4.04
2025	0	0	1	4.60
2026	0	0	0	3.81
<b>Total [nov.2022- 2026]</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>21.57</b>

Tabla 15. Actividades contempladas en la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo (nov-2022-2026)  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

	Perforaciones (Número)	Terminaciones (Número)	Rep. Mayores (Número)	Inversiones (mmusd@2022)
<b>Real Ejecutado</b> (2015 – septiembre 2022)	2	2	9	67.31
<b>Metas PDEExt propuesto</b> (noviembre 2022 - 2026)	1	1	1	21.57
<b>CMT</b> (2015-2026)	5	5	6	72.72
<b>Diferencia</b> (Real+Proyección+Metas PDEExt)-CMT	<b>-2</b>	<b>-2</b>	<b>4</b>	<b>16.16</b>

Tabla 16. Resultados de la evaluación parcial del CMT, 2015-2026.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la **evaluación parcial del CMT en el horizonte 2015-2026** presentados en la tabla que antecede (Tabla 8), se deriva lo siguiente:

1. Para el **horizonte noviembre de 2022 – 2026**, respecto de las metas establecidas en la propuesta del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario consideran las actividades físicas e inversiones necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo, que son **Metas del PDE propuesto**.
2. No obstante, esta DGSA advierte que, de los resultados de la **evaluación parcial al CMT** para todo el horizonte establecido en el Anexo 2 del **Título A-0301-M – Campo Santa Águeda (2015-2026)**, se identifica que, el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario no considera la ejecución de perforaciones y terminaciones de pozos requeridas para alcanzar las metas establecidas en el CMT, **en virtud de las desviaciones alcanzadas durante el periodo 2015- septiembre de 2022**.

Al respecto cabe aclarar que, de acuerdo con la información que obra en los expedientes de la Comisión, el pozo **Santa Águeda-223DES** no finalizó las actividades de perforación derivado del accidente mecánico que se tuvo en la etapa de 6 3/4", dando lugar a su

28

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYteqUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

taponamiento definitivo. En este sentido, en términos del seguimiento al Plan de Desarrollo asociado a la Asignación A-0301, el pozo **Santa Águeda-223DES** no será considerado para la contabilización de la actividad física, dado que, no se alcanzaron a cumplir los objetivos y su conclusión fue por accidente mecánico. No obstante, las inversiones, sí serán consideradas para el cálculo del indicador de desempeño y de los supuestos de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0301.

## Modificación al Plan de Desarrollo

La propuesta del Plan de Desarrollo modificado contempla la ejecución de las actividades físicas, así como, la ejecución de los costos presentados en la Tabla 17.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Reparaciones Mayores*</b> (Número)	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Reparaciones Menores**</b> (Número)	1	0	0	0	6	1	0	1	2	0	2	2	0
<b>Taponamientos</b> (Número)	0	0	0	0	1	1	3	0	2	2	1	1	0
<b>Abandono de ductos <sup>a</sup></b> (Número)	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Abandono de infraestructura <sup>b</sup></b> (Número)	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Inversión</b> (MMusd)	2.86	6.26	4.04	4.60	3.81	3.73	4.29	2.89	3.57	3.03	2.77	3.14	2.40
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	1.51	9.41	8.02	7.08	6.35	5.40	4.64	3.98	3.42	2.91	2.48	2.17	1.88
<b>Otros egresos<sup>c</sup></b> (MMusd)	0	0.309	0.529	0.754	0.379	0.347	0.346	0.372	0.624	0.339	0.340	0.354	0.388

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	TOTAL
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
<b>Reparaciones Mayores*</b> (Número)	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
<b>Reparaciones Menores**</b> (Número)	1	0	0	0	1	2	0	0	3	0	0	0	22
<b>Taponamientos</b> (Número)	3	11	14	15	3	1	1	0	1	0	1	8	69
<b>Abandono de ductos <sup>a</sup></b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5
<b>Abandono de infraestructura <sup>b</sup></b> (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3
<b>Inversión</b> (MMusd)	3.60	7.33	5.95	6.68	3.15	2.84	2.56	2.19	2.96	2.12	1.37	4.23	92.38
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	1.61	1.59	1.70	2.90	2.88	2.46	2.09	1.78	1.53	1.32	1.13	0.17	80.42
<b>Otros egresos<sup>c</sup></b> (MMusd)	0.663	0.369	0.387	0.416	0.471	0.779	0.441	0.457	0.478	0.541	0.892	0.433	11.42

Tabla 17. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto.

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir del 01 de noviembre de 2022.

\*Incluye: Cambio de intervalo, adición y/o modificación.

\*\*Incluye: Limpiezas de aparejo, inducciones y reparaciones menores cp y reparaciones menores mayores (sin incrementar producción) cp.

<sup>a</sup> El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos

<sup>b</sup> El Abandono de infraestructura incluye: desmantelamiento y recuperación.

<sup>c</sup> Erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento a las instalaciones fuera de la Asignación A-0301-M – Campo Santa Águeda.

**Nota:** De acuerdo con el Título de la Asignación A-0301, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en la propuesta del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda, Tabla 18.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpfnOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdv/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Producción	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Aceite (MBD)	1.25	1.31	1.11	0.99	0.89	0.76	0.65	0.56	0.48	0.41	0.35	0.31	0.27
<b>Acumulada Aceite (MMB)</b>	<b>0.076</b>	<b>0.476</b>	<b>0.407</b>	<b>0.360</b>	<b>0.324</b>	<b>0.276</b>	<b>0.238</b>	<b>0.203</b>	<b>0.175</b>	<b>0.149</b>	<b>0.127</b>	<b>0.111</b>	<b>0.097</b>
Gas (MMPCD)	2.09	2.01	1.67	1.42	1.22	1.02	0.86	0.73	0.61	0.51	0.42	0.37	0.32
<b>Acumulada Gas (MMMPC)</b>	<b>0.127</b>	<b>0.735</b>	<b>0.610</b>	<b>0.518</b>	<b>0.445</b>	<b>0.373</b>	<b>0.314</b>	<b>0.265</b>	<b>0.224</b>	<b>0.186</b>	<b>0.155</b>	<b>0.134</b>	<b>0.115</b>

Producción	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total Acumulado
Aceite (MBD)	0.23	0.22	0.24	0.42	0.42	0.36	0.3	0.26	0.22	0.19	0.16	0.02	
<b>Acumulada Aceite (MMB)</b>	<b>0.083</b>	<b>0.082</b>	<b>0.089</b>	<b>0.155</b>	<b>0.154</b>	<b>0.131</b>	<b>0.111</b>	<b>0.095</b>	<b>0.081</b>	<b>0.070</b>	<b>0.060</b>	<b>0.009</b>	<b>4.15</b>
Gas (MMPCD)	0.27	0.25	0.22	0.25	0.23	0.20	0.17	0.14	0.12	0.11	0.09	0.013	
<b>Acumulada Gas (MMMPC)</b>	<b>0.099</b>	<b>0.09</b>	<b>0.082</b>	<b>0.091</b>	<b>0.084</b>	<b>0.072</b>	<b>0.061</b>	<b>0.052</b>	<b>0.045</b>	<b>0.039</b>	<b>0.033</b>	<b>0.005</b>	<b>4.96</b>

Tabla 18. Pronóstico de producción del Plan de Desarrollo modificado.

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir del 01 de noviembre de 2022

**Nota:** De acuerdo con el Título de la Asignación A-0301, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

## f) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

### f.1) Características geológico – estructurales

La formación El Abra está representada por calizas desarrolladas sobre un atolón en el alto de la Plataforma de Tuxpan durante el Cretácico Medio. Estas calizas fueron depositadas en aguas someras en diferentes facies que se describen a continuación: Pre-arrecifales que lo conforman grainstone y packstone con bioclastos (roca almacén) en ambiente de alta energía, facies arrecifales que lo conforman wackstone a grainstone de bioclastos (buena roca almacén) y Post arrecifales que van de mudstone a wackstone lo que indica un ambiente de poca energía. Tienen una porosidad secundaria constituida por vórgulos, cavernas por disolución y tipo Karst, siendo estas un factor a favor para el almacén del hidrocarburo, además que el yacimiento cuenta con un empuje hidráulico el cual lo favorece para la extracción de hidrocarburos (Figura 14).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

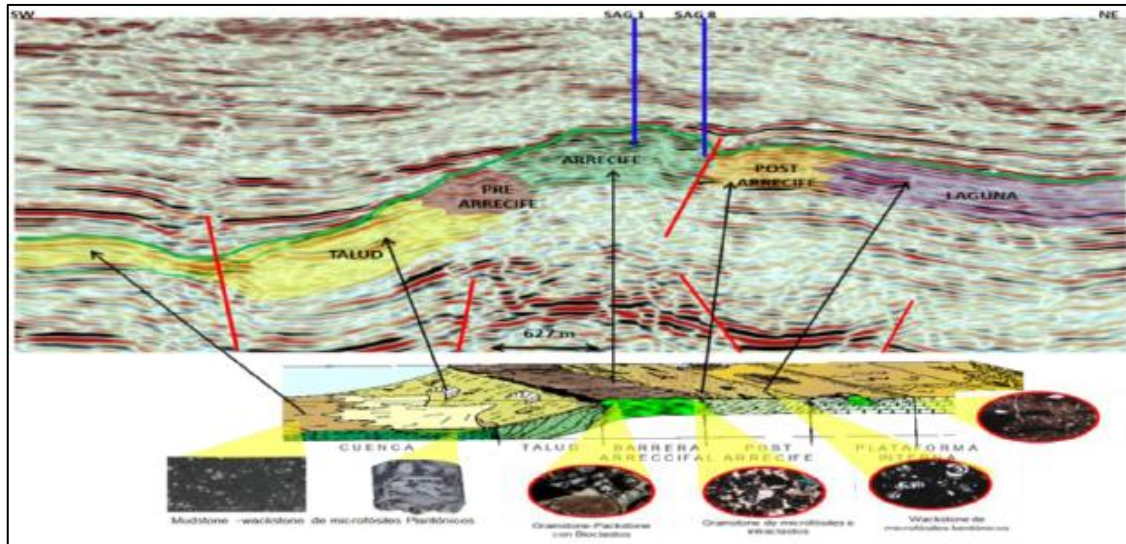


Figura 14. Línea sísmica en Profundidad del campo Santa Águeda, representando las diferentes facies del arrecife (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

En la figura 15, se presenta la evaluación petrofísica de un registro representativo del Campo Santa Águeda del yacimiento productor de la Formación El Abra del Km. Los rangos de porosidad observados van del 6 al 24% en términos probabilísticos mientras que los rangos de saturación de agua van del 11 al 33%.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdv/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KHD6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

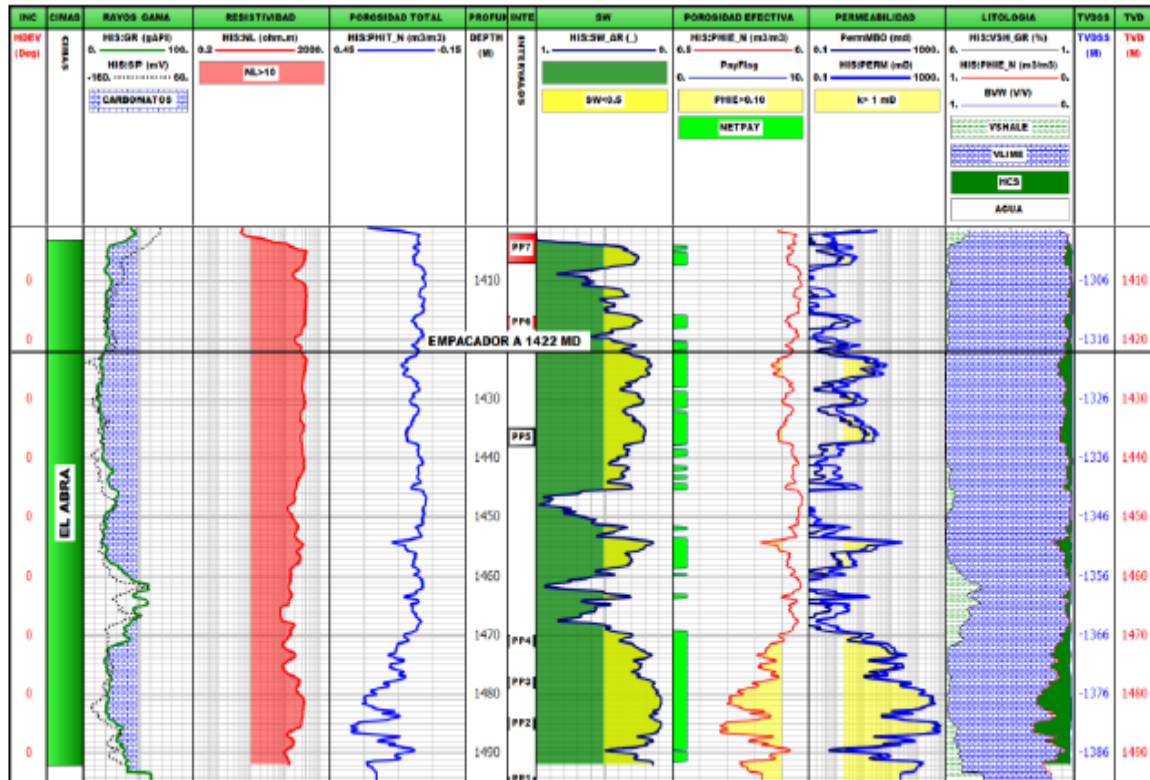


Figura 15. Evaluación petrofísica del pozo Santa Águeda-28. (Fuente: El Asignatario).

## f.2) PERFORACIÓN DE POZOS

Con respecto a la actividad de perforación de pozos, en la tabla 19 se presenta la comparación del Plan Vigente 2015-2029, la actividad real ejecutada 2015-2022 y lo relativo al Plan Modificado hasta la vigencia de la Asignación 2022-2034.

Perforación de Pozos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Plan Vigente	0	0	3	1	1	0	0	0	0
Real (2015-2022)	0	0	0	1	0	0	0	1	-
Plan Modificado	-	-	-	-	-	-	-	0	1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKp9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqjXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4s/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



Perforación de Pozos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030-3034	Total
Plan Vigente	0	0	0	-	-	-	-	5
Real (2015-2022)	-	-	-	-	-	-	-	2
Plan Modificado	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 19. Comparativo entre Planes de actividades de perforación  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Para la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario definió la posibilidad de usar 1 pozo tipo en función de los requerimientos, características de la formación productora, aparejo de terminación, costos, tiempo de ejecución, equipos, materiales y servicios necesarios.

El pozo tendrá una trayectoria tipo J con una profundidad total de hasta 1558 md (Figura 16).

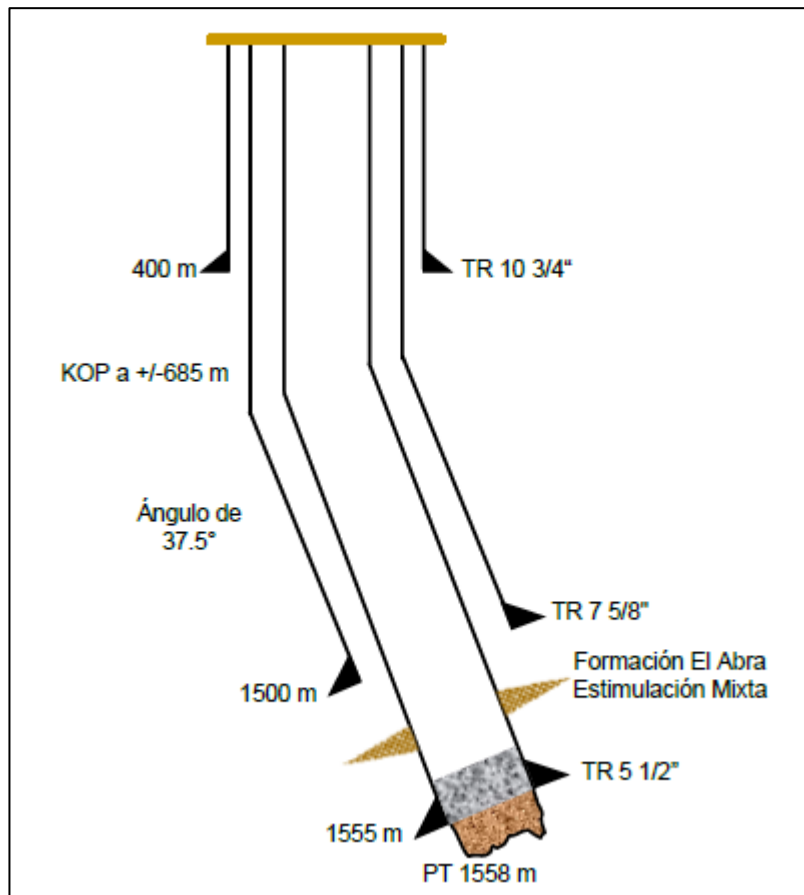


Figura 16. Estado mecánico Tipo J para perforaciones en la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWnKcPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

### f.3) PRINCIPALES TECNOLOGÍAS A IMPLEMENTAR

Con el objetivo de tener mayor certidumbre en los resultados esperados durante la ejecución del Plan de Desarrollo el Asignatario detecto diversas tecnologías a utilizar en la Asignación, mismas que se muestran en la Tabla 20:

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Caracterización dinámica de yacimientos	Balance de materia	Definir el mecanismo principal de producción, así como caracterizar el acuífero y casquete de gas que pudieran estar presentes en el yacimiento
	Modelo sectorial de simulación numérica	Modelo de simulación dinámica del yacimiento para predecir el comportamiento de pozos y definir estrategias de explotación.
Optimización de la producción	Limpieza de aparejos de producción con tubería flexible y herramientas especializadas	Eliminar restricciones en el aparejo de producción garantizando libre flujo e incremento de producción.
	Limpieza de zonas productoras con tubería flexible y herramientas articuladas	Mayor remoción del daño y libre exposición del intervalo productor

Tabla 20. Tecnologías visualizadas en el área de Productividad.  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

### f.4) MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA O MEJORADA

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa), fue presentado y documentado por el Asignatario conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los LTMRSM. Cabe señalar que para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRSM por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico.

Así mismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM la Comisión evaluó la viabilidad técnica y económica del Programa conforme los siguientes elementos:

- I. Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa,
- II. Resultados del Estudio de campo Análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada,
- III. Resultados del Estudio de Factibilidad Económica probabilista,
- IV. Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa, y
- V. Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T61645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

#### f.4.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Asignatario, determinó la factibilidad técnico-económica de la aplicación de los procesos de Recuperación Mejorada inyección de agua con químicos (surfactantes) y la inyección de gases miscibles (CO<sub>2</sub>), en el yacimiento Cretácico El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

La selección y análisis de los procesos potenciales de Recuperación Secundaria y Mejorada lo realizó previamente con Software de escrutinio especializado. En este Software, los resultados obtenidos fueron detallados y complementados mediante una plataforma de yacimientos especializada.

La información de los yacimientos que utilizó para la comparación considera siete parámetros importantes:

- Formación (carbonatos / arenas).
- Profundidad y temperatura de la formación.
- Propiedades de los fluidos (densidad y viscosidad).
- Propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad).

Propiedades del yacimiento	
Yacimiento	El Abra
Densidad @ c.s. (°API)	16
Viscosidad @ c.s. (cP)	15.2
Saturación de aceite (%)	83
Espesor Neto (m)	153.22
Permeabilidad (mD)	200
Profundidad del Plano de Referencia (mv)	1600
Porosidad (%)	14
Temperatura (°C)	84
Tipo de Formación	Carbonatos
Tipo de yacimiento	Aceite negro
Zona Invasada por Gas	N/A
Zona Invasada por Agua	Si
Fracturado	-
Era geológica	Mesozoico
Período geológico	Cretácico Medio
Volumen original de aceite (MMb)	386.45
Volumen original de gas (MMMpc)	244.33

Tabla 31. Propiedades del yacimiento El Abra.  
(Fuente: Comisión con información del Operador)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYteGUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

#### f.4.2) Resultados del Estudio de Campo Análogos y Tablas de apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada

El Operador señala que el criterio general usado para este caso está basado en las estadísticas de procesos comerciales operados exitosamente y que reflejan en gran medida los criterios de selección recomendados. En la Tabla 22 se muestran los resultados obtenidos por el Operador para los campos análogos del yacimiento El Abra, tomando en cuenta propiedades de densidad, viscosidad y temperatura. Se puede observar que el proceso de recuperación adicional aplicado en campos análogos es inyección de agua con químicos (surfactantes) y de vapor, inyección de agua con químicos (surfactantes), principalmente.

Campo	País	$\mu$ (cp)	$\rho$ (°API)	Proceso	Formación
Santa Águeda	México	15.2	16	Primario	Calizas Arrecifales
Wesgum (A)	E.U.A.	11	21	Químico	Caliza
Oregon Basin	E.U.A.	15.7	20.9	Químico	Caliza
Oregon Basin	E.U.A.	13	21	Químico	Caliza
Usa	E.U.A.	7.6	31	Químico	Dolomía

Tabla 22. Campos análogos al Yacimiento El Abra y proceso empleado en el análisis realizado por el Asignatario.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Asignatario).

Como se puede observar, de los resultados obtenidos por el Asignatario la Inyección de inyección de agua con químicos (surfactantes) ha sido el proceso más empleado en yacimientos análogos del en el Cretácico y la Inyección de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) miscibles (CO<sub>2</sub>) en yacimientos del Cretácico.

El Operador manifiesta que: con base en el estudio de campos análogos, y tomando en cuenta las características de los yacimientos de la Asignación, el proceso de inyección de agua con químicos (surfactantes) es el proceso potencial aplicable, considerando las características del yacimiento. Es importante mencionar que, la aplicación de estos procesos, deben considerar, además de la infraestructura a desarrollar, la disponibilidad del agua, lo cual juega un papel primordial en la correcta aplicación del método.

Con base en el reporte Procesos Potenciales de Recuperación Secundaria en Campo Santa Águeda, el Asignatario seleccionaron los procesos con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la inyección de agua con químicos (surfactantes) y la Inyección de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) miscible los que más beneficios podría generar. En la Tabla 23 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Proceso		Tipo de fluido	Observaciones
1	Inyección de químicos	Aceite Negro	Realizar evaluación económica.
2	Inyección de gases en procesos miscibles	Aceite negro	No se cuenta con fuente, requiere infraestructura

Tabla 23. Proceso que presentan un potencial de aplicación en la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El Asignatario manifestó que para el caso de yacimientos de carbonatos productores de aceite, no conto con información disponible de factores de recuperación (FR) en donde se hayan aplicado procesos de inyección de agua con químicos, por lo que empleo los FR correspondientes a yacimientos de arenas obtenidos, para lo cual realizó un análisis probabilístico, aplicando el modelo de simulación Montecarlo, para obtener percentiles del factor de recuperación de aceite con la implementación de inyección de agua con químicos para campos con vida productiva mayor a 15 años, ver Tabla 24.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	3.37	10.14	30.54
Mayor a 15 años de vida productiva	3.50	5.86	9.82

Tabla 24. Percentiles del factor de recuperación para inyección de químicos.  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

#### f.4.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El Operador realizó el análisis económico para el proceso de inyección de agua con químicos (surfactantes), el cual es de tipo determinista y con costos clase V para el proceso mencionado y bajo el régimen fiscal de Asignación.

Las premisas económicas que utilizó se presentan a continuación:

- Horizonte evaluación: 2026-2059.
- Año base: 2022
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP, GOM 20222017.
- Evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de la Asignación.
- Precios promedio de hidrocarburos escenario medio

La evaluación económica la efectuó con régimen fiscal por Asignación, en región fiscal Áreas Terrestres, considerando el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), derecho de extracción de hidrocarburos, derecho de exploración de hidrocarburos, derecho por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, uso y ocupación superficial

El volumen por recuperar estimado por el Operador, con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación (FR) de 1.82 %, se obtuvo mediante un análisis estadístico empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y

tiempos de implementación, el FR empleado fue el correspondiente al P10 de esta evaluación. Ver tabla 25.

Volumen Original	El Abra
Volumen original 3P de aceite (MMb)	386.45
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	243.33
Factor de recuperación (FR)	1.82
Volumen de aceite a obtener (MMb)	7.03
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	4.43

Tabla 25. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para el yacimiento El Abra.  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Asimismo, en la tabla 26 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el VPN después de impuestos es negativo.

Indicador Económico	Unidad	Yacimiento	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
				Contratista/Operador	Estado
VPN	MMUSD	El Abra	-20.58	-58.50	37.92
VPI	MMUSD	El Abra	139.42	139.42	0.00

Tabla 264. Indicadores económicos del yacimiento El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

La evaluación probabilística que el Operador realizó fue con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2026 a 2059 (año base 2022):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, medio y máximo del perfil de producción de aceite y gas.
- Costos asociados al proceso de la **inyección de químicos** en el yacimiento **El Abra** de la **Asignación A-0301-M- Campo Santa Águeda**.

Además, se consideran los siguientes supuestos:

- Con el fin de incluir la variabilidad de los volúmenes se generó una distribución de probabilidad de los perfiles de producción con base en un análisis de Swanson.
- El régimen fiscal corresponde al de Asignación, bajo las siguientes consideraciones:

- a) Con relación al pago de derechos, la deducibilidad se estimó con base en las siguientes expresiones:

$$\text{Min} (\max(12.5\% \times \text{Valor HC}, \text{CostCap}), \text{Costos} + \text{Gastos})$$

Los Costos+Gastos deducibles sólo incluyen aquellos asociados al proyecto. Para los periodos en los que éstos rebasan el límite de deducibilidad, se acarrea el exceso de costos para ser deducidos en periodos inmediatos posteriores.

b) No se considera pago de ISR.

Partiendo de estas premisas, se realizó el Análisis de Riesgo Financiero con base en la variabilidad de los precios de hidrocarburos y de los volúmenes. Los ingresos son función de la producción y del precio de cada tipo de hidrocarburo. Los egresos se componen por los costos de inversión y operación, así como el pago de derechos e impuestos.

El análisis se centra en obtener los flujos de efectivo para cada una de las simulaciones de precios y volúmenes de los hidrocarburos para este proceso de inyección de químicos en el campo Santa Águeda. Los resultados se presentan a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de inyección de agua con químicos (surfactantes) en el yacimiento El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda se muestran en la tabla 27 donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Eficiencia de Inversión (VPN/VPI)).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	0.00	0.00	0.00
	Después de Impuestos	0.00	0.00	0.00
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-32.75	-21.54	-9.63
	Después de Impuestos	-102.70	-93.11	-82.79
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.22	-0.15	-0.07
	Después de Impuestos	-0.681	-0.645	-0.606

Tabla 27. Resumen de indicadores económicos del yacimiento El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda al aplicar el método de inyección de químicos.

En la figura 17 se presentan los resultados a través del histograma del Valor Presente Neto (VPN), antes (gráfico superior) y después de impuestos (gráfico inferior) y en la figura 18 el Valor Presente de la Inversión (VPI).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

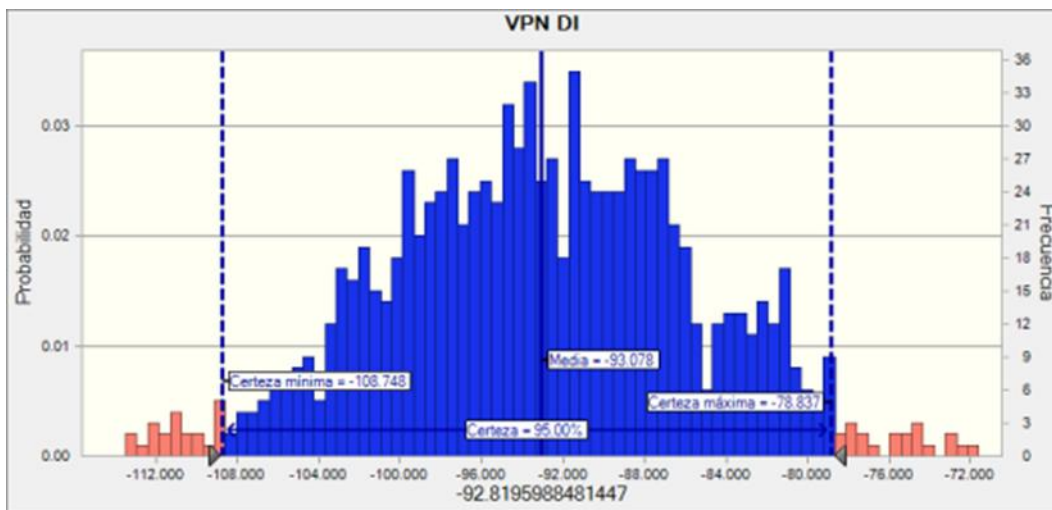
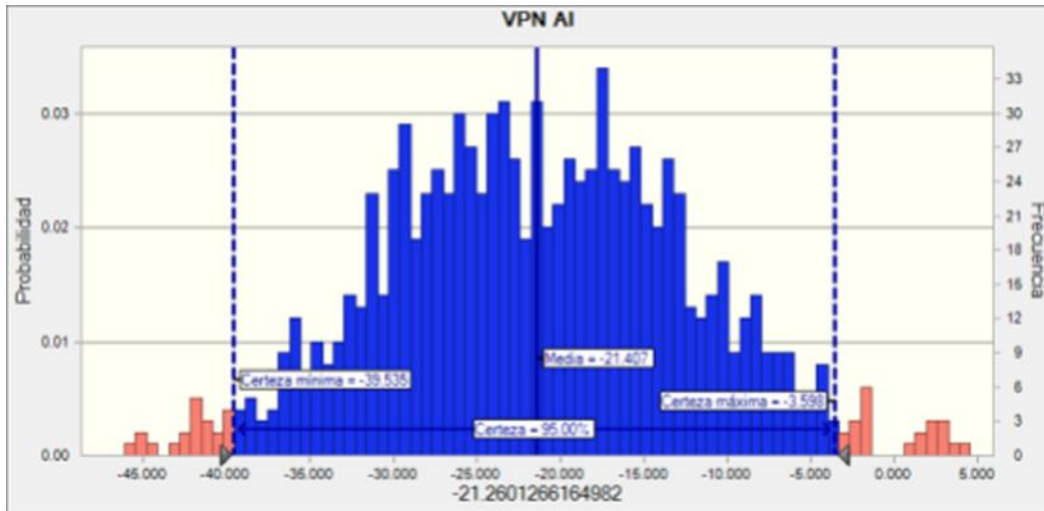


Figura 17. Histograma del VPN antes y después de impuestos para la inyección de agua con químicos (surfactantes) en el yacimiento El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtiemywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



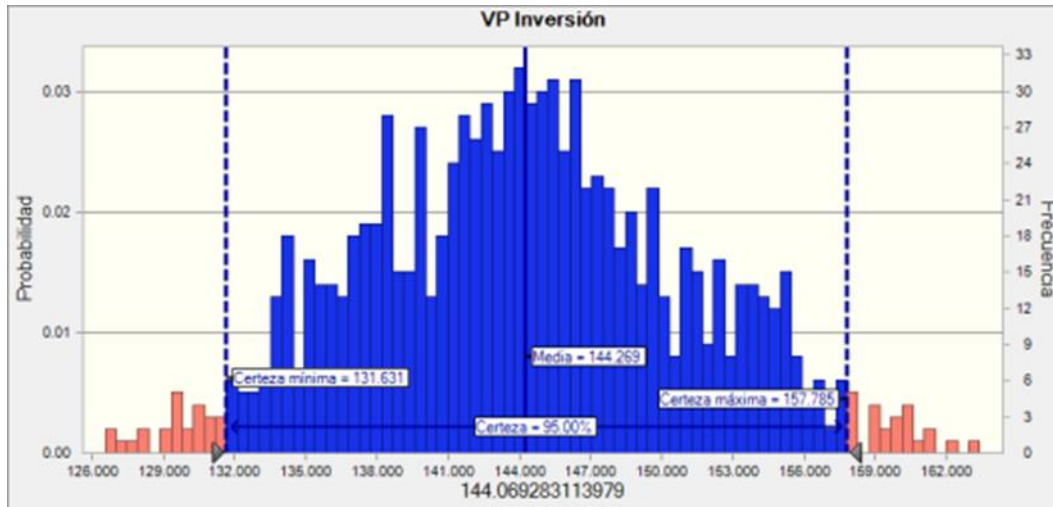


Figura 18. Histograma del VPI para la inyección de agua con químicos (surfactantes) en el yacimiento El Abra de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda

**f.5.5) Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento**

El Operador considera que, del estudio de campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en el yacimiento El Abra de la Asignación, por inyección de agua con químicos (surfactantes) o inyección de gases miscibles (CO<sub>2</sub>), obtuvo un VPN después de impuestos negativo, por lo que, ninguno de los dos procesos es económicamente viable.

El Operador señala, que el presente estudio considera la información actual disponible del yacimiento bajo análisis, costos clase V y condiciones actuales del mercado. Por lo que está sujeto a cambios que podrían mejorar la rentabilidad del proceso, o en su caso, cambiar el proceso potencial como resultado de estudios complementarios o experiencias más recientes en otros campos.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Operador deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los LTMRSM

**f.5) MODELO DE INFRAESTRUCTURA**

**Sistema de recolección**

La Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda cuenta con 30 pozos productores, 1 pozo cerrado con posibilidades, 37 pozos cerrados sin posibilidades y 15 pozos taponados.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nrriiAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## Proceso actual para el manejo de los fluidos

Para el manejo de la producción de los hidrocarburos, la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda está conformada por 3 baterías de separación Santa Águeda I, Santa Águeda II y Santa Águeda 49. (Figura 19).

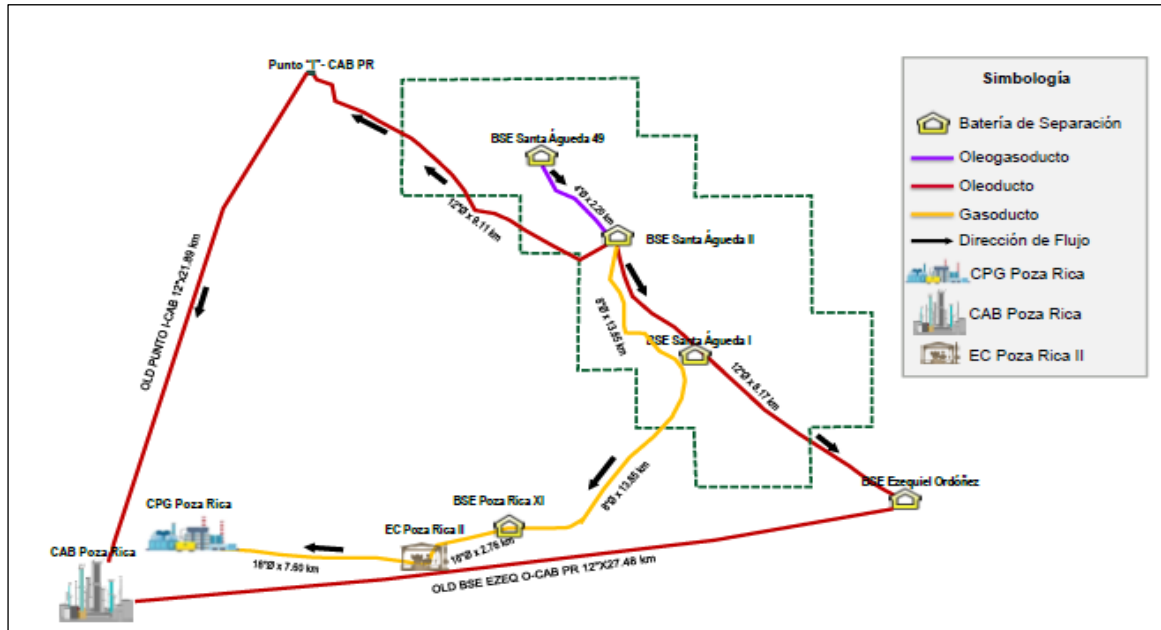


Figura 19. Manejo actual de la producción en el campo Santa Águeda.  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En la batería de separación Santa Águeda I, concurren 42 pozos; 11 pozos productores, 19 pozos cerrados sin posibilidades y 12 pozos taponados. De la cual se envía la producción líquida (agua + aceite) hacia el Complejo de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica a través de un oleoducto de 8"  $\varnothing$  x 0.056 km que entronca con el oleoducto de 12"  $\varnothing$  x 8.172 km de la batería de separación Santa Águeda II a la batería de separación Ezequiel Ordóñez; desde donde se envía al CAB Poza Rica utilizando un oleoducto de 12"  $\varnothing$  x 27.480 km.

En la batería de separación Santa Águeda II, concurren 33 pozos; 15 pozos productores, 1 pozo cerrado con posibilidades, 16 pozos cerrados sin posibilidades y 1 pozo taponado. De la cual se envía la producción líquida (agua + aceite) hacia la CAB Poza Rica a través de dos oleoductos, considerando flexibilidad operativa: el primero, es de 12"  $\varnothing$  x 8.172 km hacia la batería de separación Ezequiel Ordóñez, desde donde fluye hacia la CAB Poza Rica utilizando un oleoducto de 12" x 27.480 km y el segundo, es de 12"  $\varnothing$  x 9.116 km hacia el Punto "I", donde se interconecta con el oleoducto de 12"  $\varnothing$  x 21.894 km Punto "I" - CAB Poza Rica.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

En la batería de separación Santa Águeda 49, concurren 8 pozos; 4 pozos productores, 2 pozo cerrado sin posibilidades y 2 pozos taponados. De la cual se envía la producción recolectada hacia la batería de separación Santa Águeda II a través de un oleogasoducto de 4" Ø x 2.2 km donde se suma al proceso de la misma batería de separación Santa Águeda II.

El manejo de la producción de gas de la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda se muestra en la figura 20.

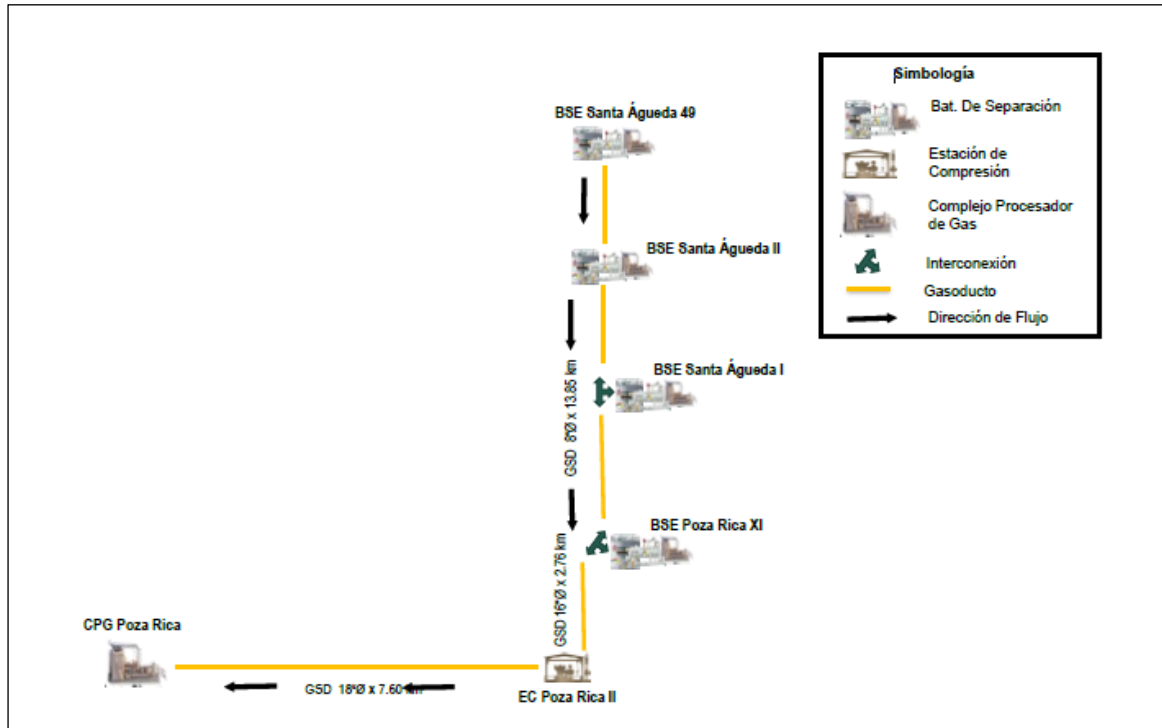


Figura 20. Diagrama de infraestructura para el manejo de la producción de gas de la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda. (Fuente: Asignatario)

### g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción referente a la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda (en adelante, Campo Santa Águeda), en la cual estima una recuperación de volumen de 4.15 MMb de Petróleo y 4.96 MMMpc de Gas para lo cual contempla actividades dentro de la Asignación como reparaciones menores y mayores y una perforación, por lo que esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH realizó el análisis y la evaluación técnica para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo Santa Águeda, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKp9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el operador petrolero realizo la siguiente propuesta:

El Asignatario plantea para el manejo de la producción de la Asignación, las Baterías de separación, Santa Águeda I, II y 49, las cuales su función principal es integrar y separar la mezcla de Hidrocarburos proveniente de los pozos con la finalidad de estabilizar ambas fases y ser enviadas por separado.

Para el caso de la corriente de Líquidos (Petróleo y Agua), la medición operacional se llevará a cabo en las mismas Baterías de separación Santa Águeda I, II y 49 en tanques verticales y tecnología de medición estática con radares instalados en tanques de la B.S. Santa Águeda I y II y cinta petrolera para B.S. Santa Águeda 49.

La molécula de Hidrocarburo líquido continua su trasiego hasta la Batería de separación Ordoñez para fluir hacia el Centro de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica (en adelante CAB Poza Rica) en donde se realiza su medición de transferencia mediante tecnología de flujo másico tipo Coriolis con TAG de identificación **PM-CABPREO-EO-3401** y **PM-CABPRPP-PP-7401**, para finalmente realizar su medición Fiscal en el CAB Poza Rica a través del Sistema de Medición PM-102 con tecnología tipo Turbina.

Para el caso de la corriente del hidrocarburo tipo Gas, su medición operacional se realiza en las Baterías de separación Santa Águeda I con medidor de tipo presión diferencial tipo Placa de orificio y TAG de identificación **FE-003** y en la Batería de Separación II mediante los sistemas de medición medidor tipo presión diferencial Placa de orificio y TAG de identificación **PM-BSSAGII-SAG-100** y **PM-BSSAGII-SAG-101**.

Posteriormente para su medición de Referencia se cuenta con los Módulos de compresión de las Baterías de separación Santa Águeda I y II contando con los sistemas de medición tipo placa de orificio identificados como **FE-002** y **FE-102**, además de contarse con los sistemas de medición tipo placa de orificio dentro de la B.S. Santa Águeda I identificados con el tag **PM-BSSAGI-SAG-100** y el sistema de medición FE-102 TIPO PRESIÓN DIFERENCIAL UBICADO EN la Estación de compresión Poza Rica II, finalmente la corriente de hidrocarburo Gas llega para su medición Fiscal en el Centro de Procesamiento de Gas Poza Rica para medirse mediante el sistema de medición **PM-101** de tipo presión diferencial tipo Placa de Orificio.

En las figuras 21 y 22 se muestra el manejo y Medición de los Hidrocarburos asociados al Campo Santa Águeda:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

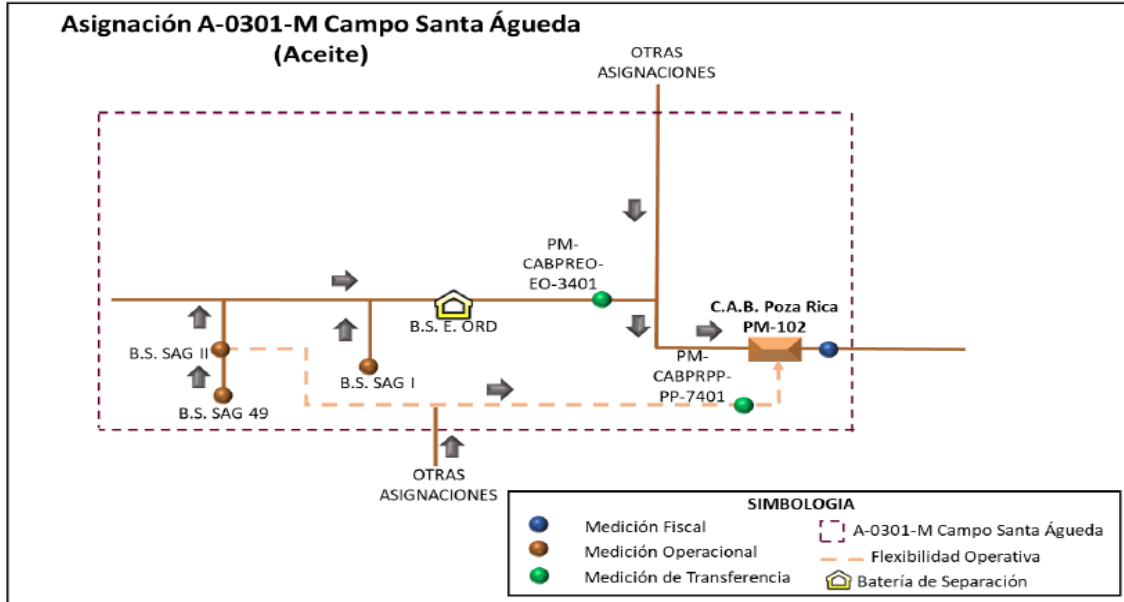


Figura 21. Manejo y Medición de petróleo del Campo Santa Águeda  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

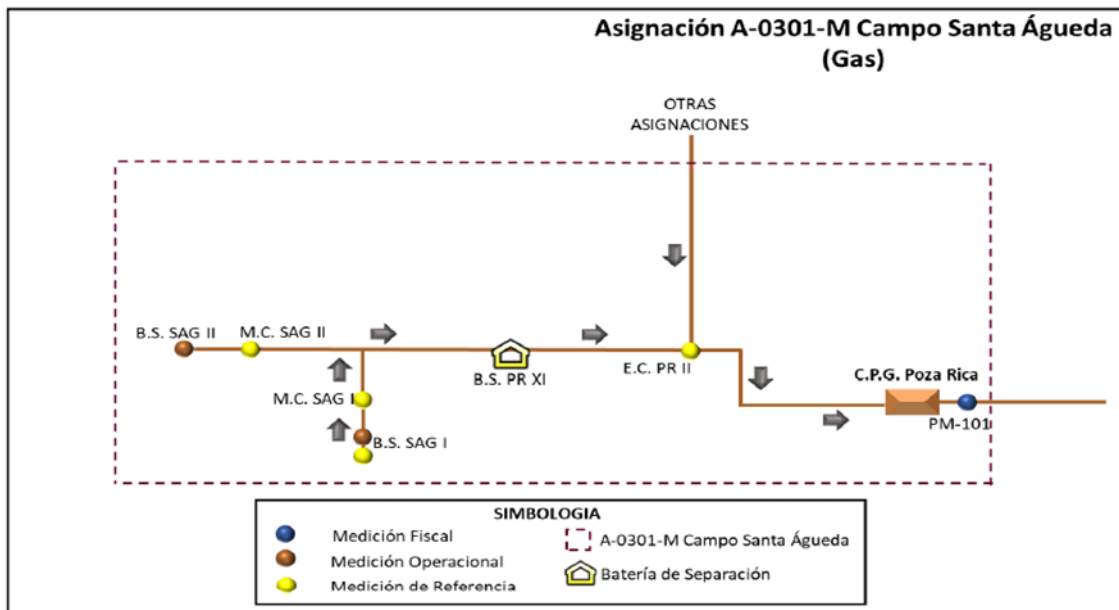


Figura 22. Manejo y Medición de Gas y Condensado del Campo Santa Águeda  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

En complemento de lo anterior, el Asignatario realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas del Campo Santa Águeda:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpfnOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## Puntos de Medición de petróleo

**C.A.B. Poza Rica:** Sistema de Medición PM-102 con medidores de tipo Turbina

## Puntos de Medición de Gas

- **C.P.G. Poza Rica:** Sistemas de Medición PM-101 con medidores de presión diferencial tipo Placa de orificio.

## Medición de Agua

El manejo y medición del agua es realizado en las Baterías de Separación correspondientes al Campo Santa Águeda, donde se contempla la separación y medición en Tanques atmosféricos (TV-08) mediante medición estática previo a su trasiego a los pozos inyectores del campo Poza Rica y otra parte se transfiere hacia la Estación de Bombeo e Inyección (EBI) del Campo Agua Fría.

## Condensados

El asignatario manifiesta que los volúmenes producidos de Condensados son marginales por lo que se disponen directamente al sistema de manejo de Hidrocarburos líquidos (recirculación) en las Baterías de separación, siendo cuantificados en los Sistemas de medición Operacionales de los Hidrocarburos líquidos.

## Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para el Campo Santa Águeda asociado con la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda se llevó a cabo la siguiente evaluación (Tablas 28 y 29):

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==


Datos Generales:		Pemex Exploración y Producción				 Comisión Nacional de Hidrocarburos	
Nombre del Asignatario o Contratista		A-0301 M-CAMPO SANTA AGUEDA					
No. de Contrato o Asignación		CAMPO SANTA AGUEDA					
Nombre de la Asignación o Área Contratista		Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción					
Tipo de Plan o Evolución							
No.	Artículo de los LTHM/Contrato/Guia de	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.A.	LTHMx, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volúmenes y calidad de los hidrocarburos	SI	SI	El Asignatario presenta la descripción y propuesta para el manejo y medición de los hidrocarburos (líquidos y Gas), provenientes de la Asignación A-0301 M-Campo Santa Agueda, los cuales se cuantifican en el CAB Poza Rica para Petróleo y en el CUP Poza Rica para Gas.	La propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición es congruente y presenta los Mecanismos y Procedimientos acorde a la propuesta.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTHMx, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	SI	Presenta como propuesta los Puntos de Medición, ubicados en el CAB Poza Rica para el Hidrocarburo Petróleo y en el CUP Poza Rica para el Hidrocarburo Gas.	0
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTHMx	SI	SI	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normativa aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-100102-INEC-2006.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan sector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición.
4	Procedimientos:						
	Mantenimiento			SI	SI	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos.
	Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.		SI	SI	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación de Adecuación de Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEMEX" con clave PO-PO-OP-014A-2017 y fecha noviembre de 2017.	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
	Elaboración de balance			SI	SI	Presenta el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite (PO-PO-OP-019B-2019), así como el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas (PO-PO-OP-019B-2019), el cual se encuentra ubicado en los anexos de las carpetas de medición.	Ver apartado de producción y balance.
5	42, fracción II			SI	SI	Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-OP-019A-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos de las carpetas de medición, con lo cual recibe la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado.	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
	42, fracción III	Diagramas Generales de Infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, Isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacionales, referencial y de transferencia existentes.	SI	SI	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en los anexos presentados.	Adicionalmente a los diagramas de Medición se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTHMx	SI	SI	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Ubicación de los Instrumentos de Medición contenido en las carpetas de medición.	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTHMx y utilizando los formatos correspondientes.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, Isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTHMx	SI	SI	Se identifican diagramas isométricos y DTI's correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada a lo largo del documento Mecanismos de Medición y en las carpetas de medición.	Se presentan los diagramas isométricos y DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	SI	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, por lo que no aplica.	Sin observaciones.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que integran la medición de los hidrocarburos.	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTHMx, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición, así como en las carpetas de medición.	Los programas se encuentran relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento de los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTHMx y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	SI	Se presentan presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización y mejora, con la finalidad de disminuir los valores de la incertidumbre obtenida, información ubicada en las carpetas de incertidumbre.	El asignatario deberá garantizar que la infraestructura usada para la medición de transferencia en la BS-Distofez y BS-Punto de Medición cumple con los parámetros de incertidumbre con la finalidad de asegurar el resultado de la medición de los hidrocarburos producidos en la Asignación.

Tabla 28. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 1).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xli9vfwb+qdzRVHGBJnOrgYpnpOPYBODa4FGp4oq/Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYteqUM/RQdSgaLuf/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tg7YVWpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4Fah82PY+3T6l6451Oz2MtieywmfM7BMSXkqzAN7p/kH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tnt3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHM.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2046, año en el que se termina el perfil de producción del campo, información ubicada en la carpeta de medición.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMHM, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42, fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario los datos e información manejada por la Bitácora de Registro se resguardan en un ambiente protegido, utilizado por personal capacitado, además presenta Programas de actividades para dar seguimiento y cumplimiento a la misma.	Cabe resaltar que la información da cumplimiento a lo solicitado en los LTMHM.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos y auditorías a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	Sin Observaciones
14	42, fracción XIII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos y auditorías a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	Presenta Programa de capacitación del año 2023 hasta la vigencia del Plan de Desarrollo y esta incluye el Responsable Oficial
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Se presenta propuesta de tres indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de las carpetas de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMHM.	Se identifica que manifiesta se trabaja en la implementación de dos indicadores más para dar cumplimiento a lo establecido en los LTMHM.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del Activo de Producción Poza Rica-Altamira como responsable oficial.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transitoriedad no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin Observaciones
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos.	Si	Si	El Asignatario presenta el estado actual de los Sistemas Telemétricos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	Sin observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación al Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica de acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el Aceite y Gas los puntos propuestos cumplen con la calidad, utilizando la infraestructura existente de parmax.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos sensores de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	Sin Observaciones
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales.	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, asimismo se presentan los cronogramas para realizar las calibraciones a los sistemas de medición, así como evidencia de la trazabilidad que se tiene actualmente en los sistemas de medición	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	El asignatario manifiesta el uso de un Probador bidireccional	o
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición o cálculo para el balance del área.	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, el agua congénita se cuantifica a través de un Sistema de Medición del tipo estático con cinta metálica para su posterior disposición en los pozos de inyección	Se menciona en el documento Mecanismos de Medición.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No Aplica	No se presenta propuesta de medidores de flujo multifásico como parte de los mecanismos de medición.	No presentan propuestas de medición multifásica, por lo que no aplica.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medición, incertidumbre asociada y calidad de los hidrocarburos, adicional a la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	El Asignatario manifiesta que la información requerida se encuentra en el Censo de los Sistemas de Medición.	Sin Observaciones

Tabla 29. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 2)

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfIKq/b83xliqvfwb+qdzRVHGbJnOrgYpnpOPYBODa4FGp4oqIYo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQIAqYXkz425FyG8FVJ3td7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645IOz2MtieywmfM7BMSXkqzAN7p/kH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwrIkhVqKp0c2EQZTHVEglz2t9t3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



## Producción y balances

El Asignatario presentó los procedimientos para la medición, asignación y balance de la producción de hidrocarburos de la asignación A-0301-M – Campo Santa Águeda con base en las mediciones fiscales, de transferencia y operacionales. Para el manejo de la producción se cuenta con tres baterías de separación, Santa Águeda I, Santa Águeda II y Santa Águeda 49.

Los líquidos recolectados en las baterías de separación (BS) Santa Águeda I y Santa Águeda II son enviados hasta la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Poza Rica por medio de la corriente Ezequiel Ordóñez. Respecto a la BS Santa Águeda 49, actualmente no maneja separación de gas, por lo que bombea la mezcla de hidrocarburos hacia la SB Santa Águeda II. El gas separado y comprimido en las BS Santa Águeda I y Santa Águeda II es enviado hacia el Centro Procesador de Gas (CPG) Poza Rica a través de las corrientes de la BS Poza Rica XI y la Estación de Compresión (EC) Poza Rica II.

Para la elaboración de los balances se consideran los movimientos operativos programados y no programados, así como las condiciones de proceso de diferentes áreas usuarias, tales como, existencias, mermas, empaque, desempaques y las diferentes mediciones de transferencia y fiscales.

Para la asignación de la producción se considera el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen a los sistemas de medición, así como, la información de disponibilidad y distribución en función de los resultados provenientes de los sistemas en los Puntos de Medición, los cuales se encuentran en el CAB Poza Rica, para el caso de petróleo, y en el CPG Poza Rica, para el caso del gas.

El agua congénita resultante del proceso de deshidratación es enviada al tanque de almacenamiento de agua congénita TV-8, para su medición y bombeo a pozos de inyección del campo Poza Rica y otra parte se transfiere hacia la Estación de Bombeo e Inyección (EBI) del Campo Agua Fría.

Los puntos de muestreo para determinar la calidad de los hidrocarburos representativa de la asignación se ubican en la bajante de los pozos. Para el hidrocarburo líquido se tomará una muestra física mensual por pozo con la práctica estándar ASTM D4057, mientras que el muestreo mensual por pozo para el hidrocarburo gaseoso se realizará con la práctica del estándar GPA 2166.

## Comercialización de la Producción

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), en caso de que el SNR no pueda procesarlo o que exista un excedente de crudo, se podrá realizar la exportación de crudo a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYteguM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

En lo que respecta al Gas producido en el Campo Santa Águeda (Tabla 30), la estrategia comercial es venderlo a Pemex Transformación Industrial mediante contratos de compraventa para la para la carga de sus centros de proceso de gas. El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 16 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

Análisis típico del Crudo "MAYA"	
°API	21.0 – 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122
Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 30. Especificaciones del crudo Maya (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Por otro lado, se espera que la calidad del gas se aproxime a los valores siguientes (Tabla 31):

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Componentes	%Mol
N2	0.621
CO2	9.188
H2S	1.639
Metano	67.521
Etano	9.450
Propano	6.341
i-Butano	0.909
i-Pentano	0.607
n-Butano	2.208
n-Pentano	0.698
Hexanos	0.533
Peso Específico (kg/m <sup>3</sup> )	0
Peso Molecular (g/mol)	24.7589

Tabla 31. Especificaciones del gas a producir en la Asignación A-0301-M – Campo Santa Águeda  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Por otra parte, la calidad esperada del gas a ser comercializado se visualiza en la tabla 32:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Santa Águeda		Yacimiento
17/02/2021		Fecha de muestra
BATERIA SANTA AGUEDA I		Pozo representativo
Componentes en % mol	Metano	67.5211
	Etano	9.4507
	Propano	6.3417
	i-Butano	0.9096
	i-Pentano	0.6076
	n-Butano	2.2090
	n-Pentano	0.6985
	Hexanos	0.5339
	Heptanos	0.2111
	Octanos	0.0427
	Nonanos	0.0021
	Decanos	0.0222
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	1.6396
	Dióxido de Carbono	9.1887
	Hidrógeno	0.0000
	Nitrógeno	0.6216
Oxígeno	0.0000	
Total	100.0000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m <sup>3</sup> )	0.0000
	Peso Molecular (g/mol)	24.7589
	Poder Calorífico (BTU/FT <sup>3</sup> )	1220.2000
	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	5.5000
	Temperatura (°C)	28.0000
	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	0.8581

Tabla 32. Análisis de la composición del gas de la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda. (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

En cuanto al punto de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, este se ubicara en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica.

Al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Asignatario parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, en lo que respecta al precio del gas, consideran cuatro referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el Gas Húmedo Dulce del Norte, Gas Húmedo Amargo del Golfo, Gas Húmedo Amargo del Sureste y Gas Húmedo del Sureste.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación, así como del gas comercializado en la Asignación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYteGUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tg7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nrriiAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 3.058 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.0 [usd/Mpc].

La estrategia comercial para los productos petróleo crudo y gas de la asignación no presentará cambios a corto, mediano y largo plazo, por lo que se continuará utilizando la infraestructura actual, para el manejo, procesamiento y transporte hacia los puntos de venta final, por lo que no se tiene considerada construcción de nueva infraestructura para la comercialización.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

### **Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante Oficio No. 250.1533/2022 de fecha 22 de noviembre de 2022, dando respuesta mediante Oficio No. 352-A-I-189 de fecha 22 de noviembre de 2022, donde se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario para el Campo Santa Águeda " *...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta*" manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos medidos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos por medir en el Punto de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKp9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.
- 5) Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

### **Obligaciones del Asignatario:**

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Solicitud de aprobación de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. Deberá dar aviso a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
6. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Agua y Gas Natural producidos, así como los medidos en los Puntos de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.

7. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
8. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.
9. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
10. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
11. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
12. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de los LTMMH.
13. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos “actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de Gestión”, sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.
14. El Asignatario deberá realizar auditorías “proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los dichos criterios e identificación de

55

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWnKcPmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición” de conformidad con el artículo 57 de los LTMMH. Así mismo, el Asignatario deberá de presentar los avances y evidencias que demuestre el cabal cumplimiento de la realización de auditorías, de conformidad con la ISO 10012-2003 y NMX-CC-19011-IMNC de conformidad con el anexo 2 capítulo 8 de los LTMMH y con su Sistema de Gestión de Medición, estos deberán entregarse a la Comisión anualmente.

15. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
16. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante la presente Opinión Técnica, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

## **h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL**

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización a la MAG con respecto al PAGNA vigente.

Las premisas para el cumplimiento del PAGNA correspondiente a la Asignación son:

- Mantener una MAG del 98% para el resto de la vigencia de la Asignación y el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas.
- Administrar la declinación natural de la Asignación.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, en su artículo 4, fracción V, la obligación del Operador de aprovechar y conservar el Gas Natural Asociado, se privilegia la incineración sobre la quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el venteo. Lo anterior, conforme a las disposiciones establecidas por la Agencia.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznPNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



## CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DEL GAS

En la tabla 33 se muestra la cromatografía de gas producido en la Asignación. Se puede observar la composición en porcentaje molar y algunas propiedades disponibles del mismo.

Santa Águeda		Yacimiento
17/02/2021		Fecha de muestra
BATERIA SANTA AGUEDA I		Pozo representativo
Componentes en % mol	Metano	67.5211
	Etano	9.4507
	Propano	6.3417
	i-Butano	0.9096
	i-Pentano	0.6076
	n-Butano	2.2090
	n-Pentano	0.6985
	Hexanos	0.5339
	Heptanos	0.2111
	Octanos	0.0427
	Nonanos	0.0021
	Decanos	0.0222
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	1.6396
	Dióxido de Carbono	9.1887
	Hidrógeno	0.0000
Nitrógeno	0.6216	
Oxígeno	0.0000	
Total	100.0000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m <sup>3</sup> )	0.0000
	Peso Molecular (g/mol)	24.7589
	Poder Calorífico (BTU/FT <sup>3</sup> )	1220.2000
	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	5.5000
	Temperatura (°C)	28.0000
	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	0.8581

Tabla 33. Análisis de la composición del gas de la Asignación A-0301-M - Campo Santa Águeda. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El cálculo de la MAG se realizó de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones Técnicas, con la fórmula que se muestra a continuación:

$$MAG_t = \left[ \frac{A+B+C+T}{G_P+G_A} \right] * 100$$

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- G<sub>P</sub> = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- G<sub>A</sub> = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtiywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el artículo 14, el Asignatario presentó los programas mensuales de aprovechamiento de gas de 2022 hasta el año 2024, y de manera anual hasta 2034 que es el año de la vigencia de la Asignación.

En la tabla 34 se presenta la MAG mensual para el periodo 2022-2024.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	1.0503	1.0618	1.0441	1.0396	0.9924	0.9988	2.1561	2.1217	2.1286	2.1233	2.1267	2.0537	365	1.5790
	GA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Autoconsumo	A	0.1756	0.1853	0.0556	0.0702	0.0553	0.0697	0.0700	0.0710	0.0700	0.0710	0.0700	0.0710	365	0.0856
Bombeo Neumático	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Conservación	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Transferencia	T	0.6285	0.7780	0.8153	0.8155	0.7790	0.7611	2.0430	2.0083	2.0160	2.0098	2.0141	1.9416	365	1.3890
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>		<b>0.2462</b>	<b>0.0985</b>	<b>0.1733</b>	<b>0.1539</b>	<b>0.1581</b>	<b>0.1680</b>	<b>0.0431</b>	<b>0.0424</b>	<b>0.0426</b>	<b>0.0425</b>	<b>0.0425</b>	<b>0.0411</b>	<b>365</b>	<b>0.1044</b>
<b>% de aprovechamiento</b>		<b>76.6%</b>	<b>90.7%</b>	<b>83.4%</b>	<b>85.2%</b>	<b>84.1%</b>	<b>83.2%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	-	<b>90.9%</b>

2022

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	2.1770	2.2579	2.1035	2.1205	2.0354	2.0479	1.9717	1.9470	1.9451	1.8821	1.8892	1.8221	365	2.0148
	GA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Autoconsumo	A	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	365	0.0710
Bombeo Neumático	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Conservación	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	365	0.0000
Transferencia	T	2.0625	2.1417	1.9904	2.0071	1.9237	1.9360	1.8613	1.8370	1.8352	1.7734	1.7804	1.7147	365	1.9035
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>		<b>0.0435</b>	<b>0.0452</b>	<b>0.0421</b>	<b>0.0424</b>	<b>0.0407</b>	<b>0.0410</b>	<b>0.0394</b>	<b>0.0389</b>	<b>0.0389</b>	<b>0.0376</b>	<b>0.0378</b>	<b>0.0364</b>	<b>365</b>	<b>0.0403</b>
<b>% de aprovechamiento</b>		<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	-	<b>98.0%</b>

2023

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	1.7995	1.8337	1.7401	1.7562	1.6853	1.6989	1.6339	1.6139	1.6143	1.5614	1.5691	1.5130	366	1.6675
	GA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	366	0.0000
Autoconsumo	A	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	366	0.0710
Bombeo Neumático	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	366	0.0000
Conservación	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	366	0.0000
Transferencia	T	1.6925	1.7260	1.6343	1.6501	1.5806	1.5939	1.5302	1.5106	1.5110	1.4591	1.4667	1.4117	366	1.5631
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>		<b>0.0360</b>	<b>0.0367</b>	<b>0.0348</b>	<b>0.0351</b>	<b>0.0337</b>	<b>0.0340</b>	<b>0.0327</b>	<b>0.0323</b>	<b>0.0323</b>	<b>0.0312</b>	<b>0.0314</b>	<b>0.0303</b>	<b>366</b>	<b>0.0333</b>
<b>% de aprovechamiento</b>		<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	-	<b>98.0%</b>

2024

Tabla 33. Aprovechamiento de gas mensual para los años 2022-2024  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En la tabla 35 se presenta la MAG anual para el periodo 2025-2046.

Programa de Gas (MMPCD)		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Producción de gas	GP	1.4179	1.2205	1.0213	0.8590	0.7258	0.6138	0.5096	0.4245	0.3664	0.3150	0.2706	0.2459
	GA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Autoconsumo	A	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710
Bombeo Neumático	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Conservación	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Transferencia	T	1.3185	1.1251	0.9299	0.7708	0.6403	0.5305	0.4284	0.3450	0.2881	0.2377	0.1942	0.1700
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>		<b>0.0284</b>	<b>0.0244</b>	<b>0.0204</b>	<b>0.0172</b>	<b>0.0145</b>	<b>0.0123</b>	<b>0.0102</b>	<b>0.0085</b>	<b>0.0073</b>	<b>0.0063</b>	<b>0.0054</b>	<b>0.0049</b>
<b>% de aprovechamiento</b>		<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>

Programa de Gas (MMPCD)		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Producción de gas	GP	0.2246	0.2494	0.2289	0.1961	0.1674	0.1435	0.1240	0.1079	0.0912	0.0135
	GA	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Autoconsumo	A	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0710	0.0115
Bombeo Neumático	B	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Conservación	C	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Transferencia	T	0.1491	0.1734	0.1533	0.1212	0.0930	0.0696	0.0505	0.0347	0.0183	0.0017
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>		<b>0.0045</b>	<b>0.0050</b>	<b>0.0046</b>	<b>0.0039</b>	<b>0.0033</b>	<b>0.0029</b>	<b>0.0025</b>	<b>0.0022</b>	<b>0.0018</b>	<b>0.0003</b>
<b>% de aprovechamiento</b>		<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>	<b>98.0%</b>

Tabla 35. Programa de Aprovechamiento de Gas para los años 2025-2046  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIkq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9t9n3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## DE LAS FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

### I. AUTOCONSUMO

Derivado de la producción de gas que maneja la Asignación y que no cuenta con el gas producido en la Asignación después de un proceso de separación y rectificación el gas es utilizado como combustible en pilotos de quemadores, motores de combustión Interna, válvulas motoras y algunos instrumentos. El volumen empleado para dicho Autoconsumo se actualiza conforme a los pronósticos de producción propuestos y se plantea emplear hasta 0.710 MMpcd.

### II. TRANSFERENCIA

El gas que no se emplea para autoconsumo es enviado a la Estación de Compresión Rica II, en donde se comprime y envía al Complejo procesador de Gas Poza Rica.

### RELACIÓN GAS-ACEITE

El cálculo para la obtención de la máxima RGA está basado en las características del yacimiento, las prácticas operativas y un análisis del comportamiento histórico de la RGA en el campo (Tabla 29). El valor propuesto en la tabla anterior puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

Con el objetivo de garantizar que la RGA maximice el factor de recuperación de hidrocarburos, el personal operativo cuenta con un programa de supervisión de pozos e instalaciones mensual. Dicho programa contempla muestreos frecuentes a pozos, recorridos diarios a instalaciones y cabezales de producción para monitorear el comportamiento y variación de la RGA mediante seguimiento y análisis del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-superficie).

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas en el valor máximo de la RGA establecida se procederá a realizar las siguientes acciones:

- Estrangulamiento de pozos y así, estabilizar la producción de gas.
- Cierre de pozos.

La estimación de los valores de RGA que podrán producir los pozos está basado en el comportamiento histórico de producción, las características del yacimiento, las prácticas operativas, principalmente en las mediciones reportadas.

Es importante mencionar que, el valor de la RGA máxima (Tabla 36), puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

60

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Yacimiento	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
	Actual	Máxima
A-0301-M Campo Santa Águeda	203	243

Tabla 36. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos de la Asignación (Fuente: CNH con la información presentada por el Asignatario).

## a) ANÁLISIS ECONÓMICO<sup>4</sup>

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.
- La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.
- La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.
- La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.

### a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$103.67 millones de dólares (\$75.86 MM US\$ asociados a inversiones y \$27.81 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2030<sup>5</sup>.

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta<sup>6</sup> un monto erogado del orden de \$114.21 MM US\$, que corresponden a \$68.34 MM US\$ de inversiones y \$45.86 MM US\$ de gastos de operación.

<sup>4</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de septiembre de 2022. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de septiembre de 2022.

<sup>5</sup> El año 2030 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta 2034.

<sup>6</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de noviembre 2022 a 2034<sup>7</sup>, erogar \$123.59 millones de dólares; de los cuales \$64.33 MM US\$ corresponden a inversiones y \$59.26 MM US\$ a gastos de operación.

Tal y como se muestra en la Figura 23 siguiente, al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 129%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

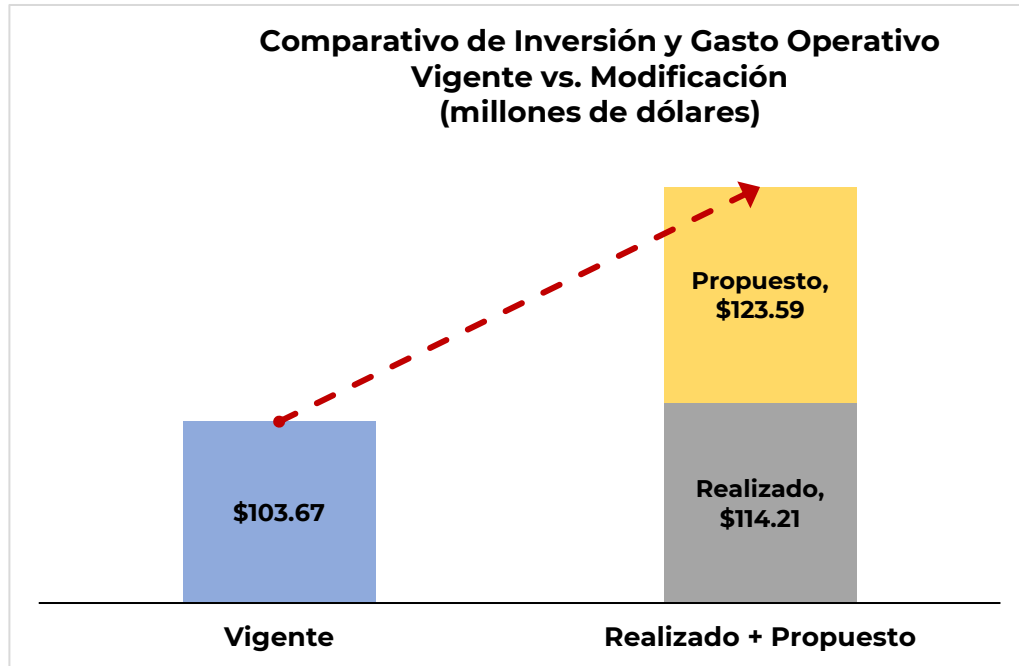


Figura 23. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

### b. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.

A continuación, en la tabla 37, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Subactividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*:

<sup>7</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde noviembre 2022 hasta 2046. Sin embargo, debido a que la vigencia de la Asignación es hasta 2034, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados al 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2034 se consideran en la vigencia de la Asignación, 2034, para la evaluación económica.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIkq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$6.81
	Perforación de Pozos	\$1.91
	Construcción Instalaciones	\$1.28
Producción	General	\$56.23
	Construcción Instalaciones	\$0.46
	Intervención de Pozos	\$1.15
	Operación de Instalaciones de Producción	\$29.06
	Ductos	\$4.21
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$2.27
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$20.20
<b>Total general</b>		<b>\$123.59</b>

Tabla 37. Desglose del Costo Total del proyecto  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas: Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

**c. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.**

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

**d. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.**

**d.1 Premisas de la evaluación económica**

A continuación en la tabla 38, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de petróleo	3.03	millones de barriles
Producción de gas	4.20	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	3.79	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo <sup>a</sup>	\$53.67	dólares por barril
Precio del gas <sup>a</sup>	\$5.04	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$64.33	millones de dólares
Gasto de operación	\$59.26	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Otros egresos <sup>b</sup>	\$5.34	millones de dólares

Tabla 38. Premisas de la evaluación económica  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfikq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnOrgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdv/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Notas:

- Precios ponderados, 2022-2034, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para el campo Santa Águeda.
- Erogaciones por concepto de manejo de la producción, mantenimiento y abandono a instalaciones compartidas, fuera de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda, que brindan servicio a la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.

A continuación en la figura 24, se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas.

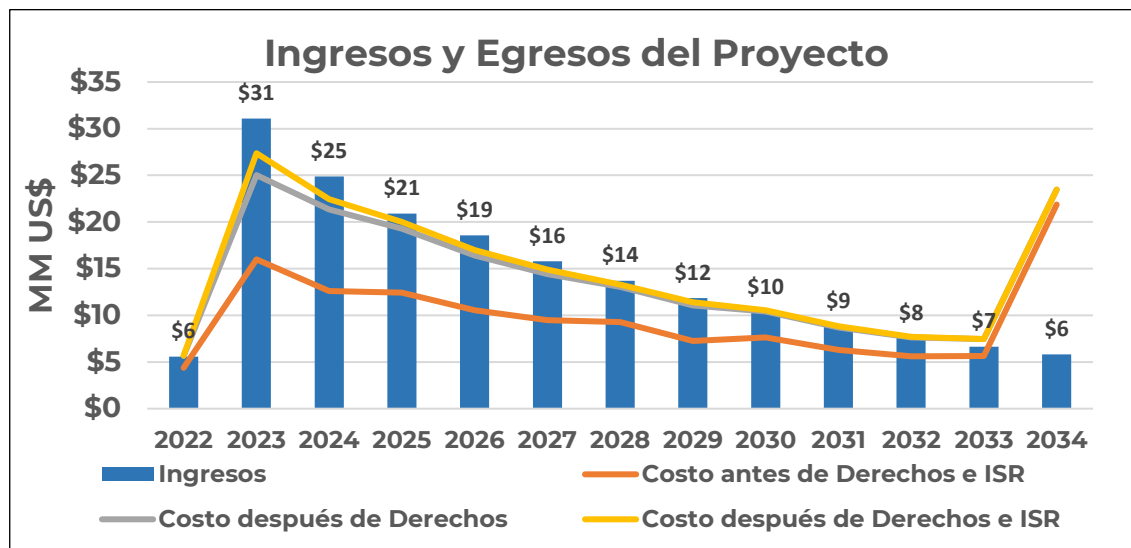


Figura 24. Ingresos y egresos del proyecto.  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

## d.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, en la tabla 39; se muestran los indicadores económicos obtenidos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (MM US\$)	\$44.02	\$6.72	\$1.94
VPI (MM US\$)	\$35.45		
VPN/VPI (US\$/US\$)	1.24	0.19	0.05
RBC (US\$/US\$)	1.56	1.06	1.02

Tabla 39. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zccocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



### d.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de Desarrollo, Producción y Abandono del campo, en el momento correspondiente, bajo condiciones económicamente viables después del pago de Derechos e Impuestos, para el Operador. Aunado a esto, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

## VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 40 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), c), d), e) y f) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
<b>Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado</b>	Porcentaje	$DPA = \frac{PA_{real}}{PA_{plan}} \times 100\%$	Mensual

c) Reparaciones Mayores

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
<b>Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año</b>	Porcentaje	$DRMA = \left( \frac{RMA_{real}}{RMA_{plan}} \right) * 100$	Mensual

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSvF66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

d) Pozos perforados

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP\ real}{PP\ plan}\right)*100$	Mensual

e) Terminación de Pozos

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP\ real}{TP\ plan}\right)*100$	Mensual

f) Gastos de Operación

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right)*100$	Mensual

Tabla 40. Indicadores de desempeño (Fuente: Comisión).

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación al Plan de Desarrollo.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación como se observa en la Tabla 41.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+zeqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbnOrGypnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Actividad	Programadas (2022-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	1		
Terminación	1		
RMA	1		
RME	15		
Abandono			
Taponamientos	11		
Abandono	2		

Tabla 41. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.  
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 42.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2022-2034) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$6.81		
	Perforación de Pozos	\$1.91		
	Construcción Instalaciones	\$1.28		
Producción	General	\$56.23		
	Construcción Instalaciones	\$0.46		
	Intervención de Pozos	\$1.15		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$29.06		
	Ductos	\$4.21		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$2.27		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$20.20		
Monto Total del Programa de Inversiones		<b>\$123.59</b>		

Tabla 42. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera  
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 43.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Fluido	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen por recuperar* (2022-2034)
Producción de Aceite programado (Mbd)	1.25	1.31	1.11	0.99	0.89	0.76	0.65	0.56	0.48	0.41	0.35	0.31	0.27	3.42
Producción de Aceite real (MMpcd)														
Porcentaje de desviación														
Producción de Gas programado (MMpcd)	2.09	2.01	1.67	1.42	1.22	1.02	0.86	0.73	0.61	0.51	0.42	0.37	0.32	4.65
Producción de Gas real (MMpcd)														
Porcentaje de desviación														

\*Volumen contemplado a recuperar desde noviembre del 2022 al límite económico de la Asignación, 2046.  
Nota: Los datos pueden variar por redondeo.

Tabla 43. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburos en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución de la modificación al Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 100 de los Lineamientos.

El Asignatario deberá solicitar la modificación al Plan de Desarrollo cuando derivado del seguimiento al Plan, se actualice alguno de los supuestos contenidos en el artículo 62 de los Lineamientos.

## VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Mediante Oficio 250.1539/2022 del 22 de noviembre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud, a fin de que sea considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista pronunciamiento de la ASEA.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfIkq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de 13 de julio de 2017, la ASEA otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

## VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.1540/2022 del 22 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la SE en materia de Contenido Nacional.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

## IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, Artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V y 62, fracciones III, VIII y XI, inciso a) de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas en el plazo que establece el Título de Asignación.

### a) ***Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país***

La actualización de los modelos estático y dinámico, en combinación con la toma de información de pozos como son los registros Rayos Gamma, Resistividad y

Densidad/Neutrón, registros de producción y toma de muestras de agua para análisis STIFF, aunado a la toma de información a través de registros estáticos por estaciones de presión-temperatura con el objetivo de monitorear el comportamiento de presión del yacimiento y la toma de registros de saturación; todo lo anterior tendrá como resultado el acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

**b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables**

El desarrollo de las actividades (1 perforaciones y terminaciones, 4 RMA, 22 RME) propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, pretende recuperar a la vigencia de la Asignación un volumen de 3.42 MMB de aceite y 4.65 MMMpc de gas. El factor de recuperación final propuesto para el campo Santa Águeda asciende a 33.12% para el aceite y 41.23% para el gas.

**c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos**

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Asignatario tiene como estrategia, desarrollar la formación productora y recuperar la reserva 2P, hasta el límite económico, ejecutando para ello actividades que dan mantenimiento a la producción base como las RME y que promueven el incremento de la producción como la perforación y las RMA.

**d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país**

La modificación al Plan de Desarrollo tiene como objetivo continuar con la producción de la formación productora en el Campo hasta su límite económico y desarrollar actividades de Extracción en las mismas. Por lo tanto, se planea ejecutar 1 perforaciones y terminación de pozo, 4 RMA y 22 RME. Lo anterior, promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

**e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables**

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción, así como el abandono de la Asignación, propuestas en la presente modificación al Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: perforación de pozos, Reparaciones Mayores y Menores. Las anteriores,

70

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfIKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

contribuirán al mantenimiento de la producción base y a la producción incremental maximizando el factor de recuperación en el campo Santa Águeda, en condiciones económicamente viables.

**f) El programa de aprovechamiento del gas natural**

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la Solicitud considera una actualización a la MAG y RGA con respecto al PAGNA vigente.

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el Artículo 11 de las Disposiciones.

Al respecto, cabe señalar que en términos del artículo 14, fracción II, inciso a) de las Disposiciones Técnicas, la Meta de Aprovechamiento de Gas se alcanzará en el año 2023 y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a lo largo de la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción y hasta el límite económico de la Asignación (2046).

No obstante, la modificación al Plan de Desarrollo considera una actualización al PAGNA debido a la ampliación del plazo en el PAGNA , a que se propone alcanzar la meta de aprovechamiento de gas en 2023, y también presenta actualización respecto de la máxima RGA. Cabe hacer mención que durante la vigencia del Plan de Desarrollo el Operador Petrolero cumple con el 98 % de la meta de aprovechamiento de gas natural.

El aprovechamiento del gas de acuerdo con el Artículo 5, fracciones I y IV de las Disposiciones Técnicas será por Autoconsumo y Transferencia.

Cabe destacar que dicha actualización fue presentada y dio cumplimiento a lo establecido por los artículos 11, 13 y 14 de las Disposiciones.

En lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos, se indica en la Tabla 44.

Yacimiento	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
	Actual	Máxima
A-0301-M Campo Santa Águeda	203	243

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gznNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Tabla 44. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos de la Asignación (Fuente: CNH con la información presentada por el Asignatario).

Se considera técnicamente viable aprobar la modificación a dicha RGA en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas. Es importante mencionar que, el valor de la RGA máxima puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

En relación con el volumen de autoconsumo, resulta procedente la actualización propuesta por el Operador, consistente en utilizar hasta 0.0710 MMpcd en el periodo de 2023 a 2034.

Lo anterior, con fundamento en el artículo 5, fracción I, inciso a) de las Disposiciones Técnicas.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas.

### **g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos**

De acuerdo con la información presentada respecto de los Mecanismos de Medición para la Asignación, así como su análisis y evaluación correspondiente de conformidad con lo establecido en los LTMMH, se concluye lo siguiente:

En cuanto al manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos para la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda, el Asignatario propone la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición los cuales estarán ubicados, para Petróleo en el C.A.B. Poza Rica mediante el paquete de Medición PM-102 con medidores tipo Turbina, en cuanto al Gas estarán ubicados en los C.PG. Poza Rica con paquete de Medición PM-101 y tecnología de presión diferencial tipo Placa de orificio, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos producidos, se concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación A-0301-M Campo Santa Águeda.

Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para la modificación al Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
  - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==



contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 23, 24 y 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.

- ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
  - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con la información presentada conforme al Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
  - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio No. 250.1533/2022 de fecha 22 de noviembre de 2022, dando respuesta mediante el Oficio No. 352-A-I-189 de fecha 22 de noviembre de 2022, donde se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario para el Campo Pareto, tal y como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP)” del presente dictamen.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación A-0301-M-Campo Santa Águeda.
  - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, Referencia y de Transferencia.
  - c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los sistemas de medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
  - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por el Contratista en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH, además que deberá realizar los diagnósticos metrológicos a los sistemas de medición con la finalidad de asegurar la confiabilidad de los resultados de medición.

En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Campo Santa Águeda en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado por lo que ya no se deberá ni podrá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gZpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

## X. RECOMENDACIONES

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario recomienda lo siguiente:

- Derivado de la perforación propuesta en la modificación del Plan, se recomienda realizar una prueba de presión -producción en conjunto con una prueba de interferencia para identificar la comunicación o zonas de drene en pozos cercanos.
- Se recomienda realizar un análisis de la formación para determinar el tipo de pistola adecuada a utilizar durante las reparaciones mayores.
- Realizar un programa de toma de información en pozos fluyentes y cerrados del campo para calibrar los modelos de pozo y el modelo de simulación.
- Realizar análisis de laboratorio para determinar la aplicación que mitigue la formación de precipitados en el aparejo de producción; así mismo, realizar un programa calendarizado para limpiezas preventivas a pozos.

## XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN

Derivado de que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen Técnico, presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificar el Anexo 2 y el Término y Condición Cuarto del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita.

Con base en lo anterior, se presenta la siguiente propuesta:

### a) Término y Condición Cuarto

Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del presente Dictamen Técnico, se advierte que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

Debido a lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento; se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfIKq/b83xligvfwb+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

En consecuencia, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 6, párrafo quinto, de la Ley de Hidrocarburos; 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 35, fracción II del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

## Anexo 2

Con respecto al CMT establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo. Por lo anterior y, dado el análisis técnico realizado por esta Comisión a la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría, la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, conforme a la Tabla 8.

De acuerdo con lo anterior, en la Figura 25 se indican las actividades que debe realizar el Asignatario para dar cumplimiento al CMT, las cuales consisten en 5 perforaciones, 6 terminaciones de pozos y 6 reparaciones mayores y una inversión de 749 MMpesos.

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO												
<b>ASIGNACIÓN: A-0301-M - Campo Santa Águeda</b>												
<b>ACTIVIDAD:</b>												
El Asignatario adquiere el compromiso de cumplir con las siguientes metas físicas en el Área de Asignación:												
Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones mayores	1	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 25. Actividades programadas en el CMT.  
(Fuente: Título de la Asignación)

Adicionalmente, en la Tabla 45 se presentan los vectores para las actividades de perforación y terminación de pozos y reparaciones mayores, actividades ejecutadas y propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqjXS3RWNKCpmGfIKq/b83xIlgvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Metas físicas	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022*	2023**	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Perforaciones	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	-
Terminaciones	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	-
RMA	1	0	2	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-

Metas físicas	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044-2046	Total
Perforaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Terminaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
RMA	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	10

Tabla 45. Actividad real (2015-2022\*) y programada en la modificación del Plan de Desarrollo (2023-2046\*\*).  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Cabe resaltar que, únicamente se propone modificar lo relacionado con las perforaciones y terminaciones al pasar de 5 a 3, el resto de las actividades y la inversión se mantiene conforme a lo establecido en el CMT vigente. En la Tabla 46, se presenta el total de las actividades propuestas por la Comisión como parte del CMT.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Perforaciones</b>	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0
<b>Terminaciones</b>	0	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0
<b>Reparaciones Mayores</b>	1	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Inversiones<sup>8</sup></b>	107	82	147	100	66	44	71	23	25	42	33	9

Tabla 46. Actividades propuestas por la Comisión como parte del CMT.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

## XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone el pronunciamiento en sentido favorable respecto de la modificación al Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación A-

<sup>8</sup> Montos (Millones de pesos)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWKNCpmGfiKq/b83xligvfw+qdzRVHGbJnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXkz425FyG8FVJ3tg7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtiywmfM7BMSxkqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/+r+lwz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

0301-M – Campo Santa Águeda mismo que estará vigente hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en la modificación al Plan de Desarrollo permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

## **ELABORÓ**

**ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL**  
Director de Área

## **REVISÓ**

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**  
Director General de Dictámenes de Extracción

## **AUTORIZÓ**

**ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO**  
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

77

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCPmGfiKq/b83xli9vfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0301-M – Campo Santa Águeda.

**Ing. Miguel Ángel Ibarra Rangel**  
**Dirección De Yacimientos**

**ELABORÓ**

**Firma de Miguel Angel Ibarra Rangel**  
**Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 01:50:20 p. m.**

Sello Digital:

OP3lvFamEByqdv4Z+Fpp/J7Z5WBomu6TQ9DxSm+5AAAnWrbRWuk3PDg9X0o3VO7/RKixItwOAYIofwdUZ88DbrNF5YSW3M  
P2hGT8+BERvfmze41YDWF5bZyqYjHaRlo/SU1aiki391wx7pusPqurNUmBebE3JSfy7eqmI5mVutW2wzdzg7yn9bVlrfakyzJKQv  
mJJDzowf5dUExOPUByturYsCwhEC3Wu2jMgSMV/oYbq5+kDjcPsjeXZrkJ6Rhow+yV5bMAB3RclQdXReZNASpmOeUypjMx  
V8+IERsy0HnATF2btGBDfeWsrDlbFefEMwwsg+H1rmeIIXewXQ==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CCF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Mtro. Francisco Castellanos Páez**  
**Director General de Dictámenes de Extracción**

**REVISÓ**

**Firma de Francisco Castellanos Paez**  
**Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 01:59:05 p. m.**

Sello Digital:

U3I5IoaEesKn/lrGrtI6wIO+TovrVEtNDQY8T3IKaNQItmZVwWudZ2t+xLFL8MNdYPNCGgAqlrOphtIeiVmXjuHWlhOP+DyPos  
OYdaunbDM/mTOllqvZYUfTMKvbsdrN5uuvuzy4v0YGSoaXLz3jEo02DZPRiB63hPnwOXnNU3LIXZaEIZ/z7AAo4C3qm3vdvGA  
mzFGZGWHh2YkCPTiww8IbqgcRGd7BrCO9RPXRFDuMJSqwkdx8NVv2FLHQsCCGgIMh66FC4VNYALRug7x8vGvCck+N2d5T  
0Gh6lpOwWj55UiQ2sKNOIKGUv6mAK6ilmjOY9OvMNZLYlrl/3A6fHg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De

78

**AUTORIZÓ**

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKp9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKcPmGfiKq/b83xligvfbw+qdzRVHGbjnORgYpnpOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdv/Kc8zcocA32Fsf98Cvha4U9p  
4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxkqzAN7p/KH  
D6oDCMNUz4S/4a+0wSvf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y auturía del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

**Ing. Rafael Guerrero Altamirano**  
**Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión**

**AUTORIZÓ**

**Firma de Rafael Guerrero Altamirano**

**Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.**

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83x1igvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Y  
o7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4  
StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KHD6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c  
2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y auturía del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:08:25 p. m.

Sello Digital:

c58tCQw7qKP9/X7Oaxlua9ghCzAay2+z+eqijXS3RWNKCpmGfiKq/b83x1igvfw+qdzRVHGbjnORgYpnfOPYBODa4FGp4oq1Yo7ksdV/Kc8zcocA32FssF98Cvha4U9p  
4kYtegUM/RQdSGaLuF/6VerpR30+gzpNSQ1AqYXKz42SFyG8FVJ3tq7YWMpCv6AEFg4StxYKL4umL/5c9CR4fAh82PY+3T6l645iOz2MtieywmfM7BMSxKqzAN7p/KH  
D6oDCMNUz4S/4a+0wSVf66OoJpwr1khVqKp0c2EQZTHVEglz9tn3TW/r+lWz2nriipAqS/cQyNXY9TEZfocT5g==